

Akceptuję

.....



MINISTER ENERGII

**SPRAWOZDANIE
Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW PALIW
GAZOWYCH**

za okres od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r.

Warszawa, lipiec 2017 r.

Spis treści

1. Wstęp.....	5
2. Struktura rynku gazu ziemnego w 2016 r.....	7
2.1. Charakterystyka rynku gazu ziemnego w Polsce.....	7
2.2. Segment obrotu gazem ziemnym.....	10
2.3. Segment przesyłania gazu ziemnego.....	13
2.4. Segment dystrybucji gazu ziemnego.....	14
2.5. Segment magazynowania gazu ziemnego.....	14
3. Zmiany strukturalne na rynku gazu ziemnego w 2016 r.....	17
3.1. Prace legislacyjne – prawo krajowe.....	17
3.2. Prace legislacyjne – prawo europejskie.....	23
4. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki narodowej w gaz ziemny oraz możliwości dysponowania tymi źródłami.....	27
4.1. Zakres umów na dostarczanie gazu ziemnego do systemu gazowego stanowiących główne źródło zaopatrzenia Polski w gaz ziemny.....	30
4.2. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych.....	32
5. Stan i rozwój infrastruktury gazowej.....	36
5.1. Stan techniczny infrastruktury gazowej – charakterystyka systemu przesyłowego. Możliwości dywersyfikacji dostaw i bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.....	36
5.2. Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego – planowane i realizowane projekty.....	40
5.3. Raport z postępów w rozwoju infrastruktury liniowej - rozbudowa systemu przesyłowego.....	46
5.4. Rozbudowa pojemności instalacji magazynowych.....	50
5.5. Wykorzystanie funduszy Unii Europejskiej.....	51
6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski.....	59
6.1. Wybrane środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w sezonie 2015/2016.....	62
6.2. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku zakłóceń w dostawach gazu ziemnego w 2016 r.....	66
6.3. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski.....	67
6.3.1. Działania związane z projektem gazociągu Nord Stream 2.....	67
6.3.2. Decyzja Komisji Europejskiej zmieniająca reżim prawny dla gazociągu OPAL.....	69
6.3.3. Postępowanie antymonopolowe przeciwko Gazprom.....	69
7. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny.....	70
8. Podsumowanie i wnioski.....	75

Wykaz skrótów używanych w tekście:

CEF	- Connecting Europe Facility
EEPR	- Europejski program energetyczny na rzecz naprawy gospodarczej
Gaz-System S.A.	- Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
GK PGNiG	- Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
KE	- Komisja Europejska
KPMG	- kawernowy podziemny magazyn gazu
LNG	- <i>Liquefied Natural Gas</i> – skroplony gaz ziemny
MAE	- Międzynarodowa Agencja Energetyki
Ocena ryzyka	- Ocena ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski
OSD	- operator systemu dystrybucyjnego
OSM	- operator systemu magazynowania
OSM sp. z o.o.	- Operator Systemu Magazynowania sp. z. o.o.
OSP	- operator systemu przesyłowego
PCI	- Projects of Common Interest
PGNiG S.A.	- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PGNiG OD sp. z o.o.	- PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
PKN Orlen S.A.	- Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.
PMG	- podziemny magazyn gazu
POIiŚ	- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko
Prezes URE	- Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSG sp. z o.o.	- Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
rozporządzenie 994/2010	- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE Nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylecia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. U. UE L. 295/1 z 12.11.2010 r.)
RP	- Rzeczpospolita Polska
SGT	- system gazociągów tranzytowych
SGT EuRoPol GAZ S.A.	- System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
TGE S.A.	- Towarowa Giełda Energii S.A.
TEN-E	- <i>Trans-European Energy Network</i> – Transeuropejskie Sieci Energetyczne
UE	- Unia Europejska
UOKiK	- Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów

- ustawa – Prawo energetyczne - ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, 791 i 1089)
- ustawa o zapasach - ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U. z 2016 r. poz. 1899, 1948 i 1986)

1. Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia przez Ministra Energii „*Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych*” (zwanego dalej: Sprawozdaniem), stanowi przepis art. 15b ustawy - Prawo energetyczne. Przedmiotem dokumentu są zagadnienia dotyczące bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie gazu ziemnego. Sprawozdanie obejmuje okres od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r.

Zadania ministra właściwego do spraw energii wykonuje obecnie Minister Energii, zgodnie z § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia z dnia 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2087). Minister Energii kieruje działami administracji rządowej energia (część 47) i gospodarka złożami kopalin (część 48).

Minister Energii zgodnie z art. 7a ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 888 i 1086) w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2087), sprawuje nadzór nad bezpieczeństwem energetycznym kraju, w tym bezpieczeństwem dostaw energii, surowców energetycznych i paliw. Minister Energii działa również jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE.

Minister Energii dąży do zwiększania bezpieczeństwa energetycznego kraju, w szczególności poprzez monitorowanie utrzymania stabilnych i nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do Polski.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jest jako: „*stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa gazowe i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska*”. Przez bezpieczeństwo energetyczne należy więc rozumieć m. in. bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.

Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego uzależnione jest od wielu czynników. Wśród najistotniejszych należy wskazać:

- kontrolę właścicielską nad kluczową infrastrukturą gazową w kraju;
- stopień dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do kraju;
- wielkość i dostępność pojemności magazynowych gazu ziemnego w kraju;

- poziom zdolności przesyłowych na połączeniach z systemami gazowymi innych państw;
- stan techniczny i funkcjonowanie systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych gazu ziemnego;
- poziom krajowego wydobycia gazu ziemnego.

Do ministra właściwego do spraw energii należą w szczególności sprawy:

- polityki energetycznej państwa oraz udziału w kształtowaniu polityki energetycznej UE;
- rynków energii, surowców energetycznych i paliw, efektywności energetycznej, rozwoju i wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz energii jądrowej na potrzeby społeczno-gospodarcze;
- bezpieczeństwa energetycznego kraju, w tym bezpieczeństwa dostaw energii, surowców energetycznych i paliw;
- infrastruktury energetycznej, w tym funkcjonowania systemów energetycznych, z uwzględnieniem zasad racjonalnej gospodarki i potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju;
- inicjowania, koordynowania i nadzorowania współpracy międzynarodowej w dziedzinie energii, surowców energetycznych i paliw oraz udział w pracach organów UE.

Ministrowi właściwemu do spraw energii podlegają i są przez niego nadzorowane następujące podmioty:

- Agencja Rezerw Materiałowych;
- Prezes Wyższego Urzędu Górniczego;
- instytuty naukowo – badawcze (m.in. Instytut Nafty i Gazu, Główny Instytut Górnictwa), w rozumieniu ustawy z dnia 30 kwietnia 2010 r. *o instytutach badawczych*;
- spółki, w których prawa z akcji lub udziałów wykonuje Skarb Państwa, co wynika z przepisów ustawy z dnia 16 grudnia 2016 r. *o zasadach zarządzania mieniem państwowym* oraz rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 3 stycznia 2017 r. *w sprawie wykazu spółek, w których prawa z akcji Skarbu Państwa wykonują inni niż Prezes Rady Ministrów członkowie Rady Ministrów, pełnomocnicy Rządu lub państwowe osoby prawne* (m.in. PGNiG S.A., PKN ORLEN S.A., GRUPA LOTOS S.A.);

- fundacje, w rozumieniu ustawy z dnia 6 kwietnia 1984 r. *o fundacjach*.

Natomiast zgodnie z art. 12a ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne nadzór nad operatorem systemu przesyłowego gazowego przejął Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Ponadto, ustawą z dnia 11 lutego 2016 r. *o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. poz. 266) wprowadzono zmiany w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. *o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu*, na podstawie których Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej sprawuje nadzór nad realizacją inwestycji w zakresie terminalu LNG.

2. Struktura rynku gazu ziemnego w 2016 r.

2.1. Charakterystyka rynku gazu ziemnego w Polsce

W Polsce organem właściwym odpowiedzialnym za wydawanie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego, tj. w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz obrotu paliwami gazowymi, jak również obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, jest Prezes URE.

W 2016 r. Prezes URE udzielił 38 nowych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego oraz 18 promes koncesji. W sumie na dzień 31 grudnia 2016 r. przedsiębiorcy posiadali 329 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego.

W związku z ciągłym rozwojem rynku gazu ziemnego w Polsce systematycznie wzrasta liczba udzielonych przez Prezesa URE koncesji na obrót paliwami gazowymi i obrót gazem ziemnym z zagranicą. W 2016 r. Prezes URE udzielił 26 nowych koncesji na obrót paliwami gazowymi i 10 koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Na koniec 2016 r. 196 podmiotów wykonujących działalność gospodarczą w sektorze gazu ziemnego posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi, zaś 70 podmiotów posiadało koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Dla porównania w 2011 r. (przed uruchomieniem obrotu gazem ziemnym na TGE S.A.) koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 76 podmiotów, a koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą 22 podmioty.

Systematycznie wzrasta również liczba podmiotów zagranicznych, którym Prezes URE udzielił koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego.

Na koniec 2016 r. prawie 14% podmiotów posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi to podmioty zagraniczne, natomiast w przypadku podmiotów posiadających koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą ponad 28% posiadało siedzibę za granicą.

Koncesję na magazynowanie paliw gazowych posiada spółka Gas Storage Poland sp. z o.o. (dawniej Operator Systemu Magazynowania sp. z o.o.¹) wyznaczona na operatora systemu magazynowania decyzją Prezesa URE w dniu 22 maja 2012 r. na okres od dnia 1 czerwca 2012 r. do dnia 31 maja 2022 r. W 2016 r. Prezes URE zmienił zakres przedmiotowej koncesji w związku z zwiększeniem pojemności czynnych dla KPMG Kosakowo i KPMG Mogilno.

Ponadto, Prezes URE w 2016 r. udzielił koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego dwóm spółkom Polskie LNG S.A. oraz Blue Cold sp. z o.o.

W tabeli 1 przedstawiono liczbę koncesji i promes koncesji udzielonych przez Prezesa URE w 2016 r. oraz koncesji obowiązujących na dzień 31 grudnia 2016 r.

Tabela 1. Liczba udzielonych w 2016 r. przez Prezesa URE koncesji oraz promes koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego oraz liczba obowiązujących koncesji na dzień 31 grudnia 2016 r.

Zakres koncesji	Koncesje udzielone w 2016 r. [szt.]	Ważne koncesje na 31.12.2016 r. [szt.]	Promesy koncesji udzielone w 2016 r. [szt.]
Magazynowanie	0	1	-
Przesyłanie lub dystrybucja	0	55	2
Obrót	26*	196**	2
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	10***	70****	14
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	2	7	-
Razem	38	329	18

Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r.

*w tym 5 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą

** w tym 27 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą

*** w tym 2 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą

**** w tym 20 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą

¹ W dniu 4 października 2016 r. nastąpiła zmiana nazwy spółki z Operator Systemu Magazynowania sp. z o.o. na Gas Storage Poland sp. z o.o.

W 2016 r. Prezes URE wydał 3 decyzje, w których odmówił udzielenia koncesji na wykonywanie działalności w sektorze gazu ziemnego. Przyczyną odmowy było:

- niespełnienie warunku określonego w art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, tj. wnioskodawca nie wykazał, że dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie udokumentował możliwości ich pozyskania,
- niewypełnienie warunku, od spełnienia którego uzależnione zostało udzielenie koncesji – nieprzedłożenie zabezpieczenia majątkowego roszczeń, o którym mowa w art. 38 ustawy – Prawo energetyczne.²

Oprócz kompetencji do wydawania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego, do zadań Prezesa URE należy również wyznaczanie operatorów systemów gazowych. Według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. w sektorze paliw gazowych, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, funkcjonowali:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego (Gaz-System S.A.);
- 52 operatorów systemów dystrybucyjnych (w tym 1 prawnie wydzielony, prowadzący działalność w ramach GK PGNiG – PSG sp. z o.o.);
- 1 operator systemu magazynowania (Gas Storage Poland sp. z o.o.);
- 7 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego (PSG sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., LNG-Silesia sp. z o.o., PGNiG S.A., Barter S.A., Polskie LNG S.A., Blue Cold sp. z o.o.).

Prezes URE decyzją z dnia 11 maja 2016 r. wyznaczył spółkę Polskie LNG S.A. na operatora systemu skraplania gazu ziemnego na terminalu regazyfikacyjnym LNG w Świnoujściu. Decyzja wydana została do dnia 31 grudnia 2030 r., a więc na czas ważności koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego. Przyznanie spółce Polskie LNG S.A. koncesji oraz wyznaczenie na operatora systemu skraplania gazu ziemnego umożliwiło spółce rozpoczęcie wykonywania działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego przy wykorzystaniu terminalu LNG w Świnoujściu.

Koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego oraz na wydobywanie gazu ziemnego udziela Minister Środowiska, zgodnie z ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. - *Prawo geologiczne i górnicze* (Dz. U. z 2016 r. poz. 1131 i 1991 oraz z 2017 r. poz. 60, 202

² Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r. str. 120.

i 1089). Według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 14 podmiotów, w tym: PGNiG S.A., Orlen Upstream sp. z o.o. (Grupa PKN Orlen S.A.) oraz LOTOS Petrobaltic S.A. Natomiast koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 6 podmiotów.

W tabeli 2 przedstawiono liczbę ważnych koncesji udzielonych przez Ministra Środowiska według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r.

Tabela 2. Liczba koncesji udzielonych przez Ministra Środowiska obowiązujących na dzień 31 grudnia 2016 r.

Zakres koncesji	Ważne koncesje na dzień 31.12.2016 r.
Poszukiwanie i/lub rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w tym:	97
- poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów ze złóż konwencjonalnych	68
- poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów obejmujących złoża konwencjonalne i niekonwencjonalne (typu <i>shale gas</i> ³ i <i>tight gas</i> ⁴)	29
- poszukiwanie i rozpoznawanie wyłącznie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów	0
Wydobywanie węglowodorów ze złóż konwencjonalnych	232

Źródło: Opracowanie własne Ministra Energii na podstawie danych Ministerstwa Środowiska.

Informacje o działaniach w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów oraz wydobywania węglowodorów szerzej przedstawione zostały w rozdziale 4.2.

2.2. Segment obrotu gazem ziemnym

W segmencie obrotu gazem ziemnym w 2016 r. działało 196 podmiotów na podstawie udzielonych przez Prezesa URE koncesji na obrót paliwami gazowymi. Dla porównania w 2015 r. koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 172 podmioty.

W 2016 r. do 6,96 mln odbiorców końcowych sprzedane zostało ok. 14,67 mld m³ gazu ziemnego [160 917 GWh] (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy). Najwięcej, bo ok. 61% gazu ziemnego zostało sprzedane do odbiorców przemysłowych, natomiast ok. 28% do odbiorców domowych.

³ *shale gas* (gaz z łupków) - gaz ziemny znajdujący się w formacjach skalnych łupków bitumicznych. Łupki to ziarniste skały osadowe, które można łatwo łamać w cienkie równoległe płytki. Gaz z łupków występuje z reguły w cienkich przestrzeniach pomiędzy warstwami skalnymi.

⁴ *tight gas* (gaz zamknięty) - gaz ziemny uwięziony w szczelnych, zwartych formacjach geologicznych składających się z nieprzepuszczalnych, twardych skał (piaskowców lub wapieni) o bardzo niskich wskaźnikach przepuszczalności i porowatości (*tight sand*).

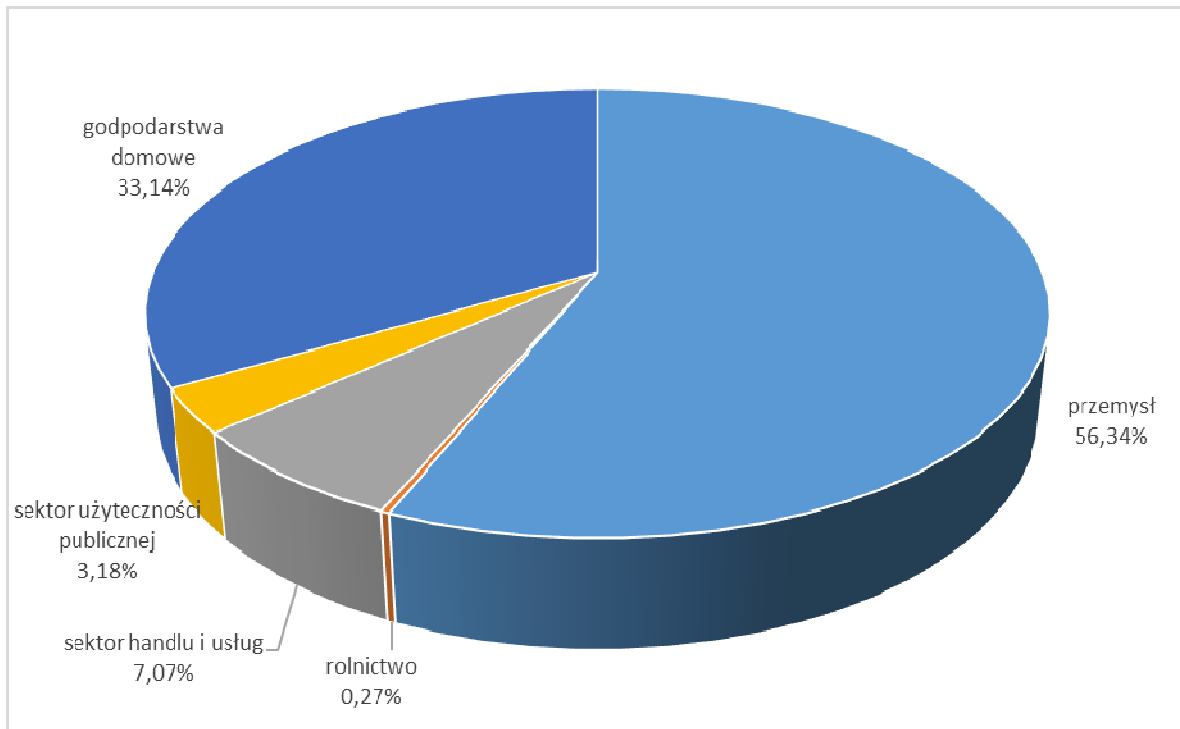
W 2016 r. dominującą pozycję w sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych na terytorium Polski utrzymywała GK PGNiG (PGNiG S.A. i utworzona w 2014 r. PGNiG OD sp. z o.o.). Udział GK PGNiG w rynku wyniósł ok. 74%. To zagadnienie zostanie omówione szerzej w rozdziale 4.

Pozostałe ok. 26% udziału w sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych na terytorium Polski posiadało kilkanaście podmiotów, sukcesywnie zwiększających swój udział w rynku (dla porównania w 2014 r. podmioty spoza GK PGNiG posiadały ok. 6% udziału w sprzedaży gazu ziemnego od odbiorców końcowych, a w 2015 r. - 13%). Do największych podmiotów spoza GK PGNiG pod względem wolumenu sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2016 r. zaliczyć należy: Hermes Energy Group S.A., DUON Marketing and Trading S.A., PGE Obrót S.A., innogy Polska S.A., Energia Obrót S.A. TAURON Sprzedaż sp. z o.o., Handen sp. z o.o., ENEA S.A. W 2016 r. podmioty spoza GK PGNiG sprzedały łącznie do odbiorców końcowych (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy) ok. 2 985,5 mln m³ [32 754 GWh] gazu ziemnego (w 2015 r. wielkość ta wyniosła 1 813 mln m³ [19 901 GWh]). Przedsiębiorstwa spoza GK PGNiG w większości prowadzą działalność handlową polegającą na odsprzedaży gazu ziemnego nabywanego na TGE lub od GK PGNiG odbiorcom końcowym często za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych, łącząc działalność dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi, przy czym ustawa – Prawo energetyczne nie nakazuje im prawnego unbundlingu ze względu na rozmiar prowadzonej działalności.

Porównując strukturę sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych przez GK PGNiG i dostawców alternatywnych, należy zauważyć, że dostawcy spoza GK PGNiG koncentrują się na sprzedaży gazu do odbiorców przemysłowych (ok. 82%). Jeśli chodzi natomiast o strukturę sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych przez GK PGNiG, to ponad 56% stanowią odbiorcy przemysłowi, a gospodarstwa domowe - 33% wielkości sprzedaży.

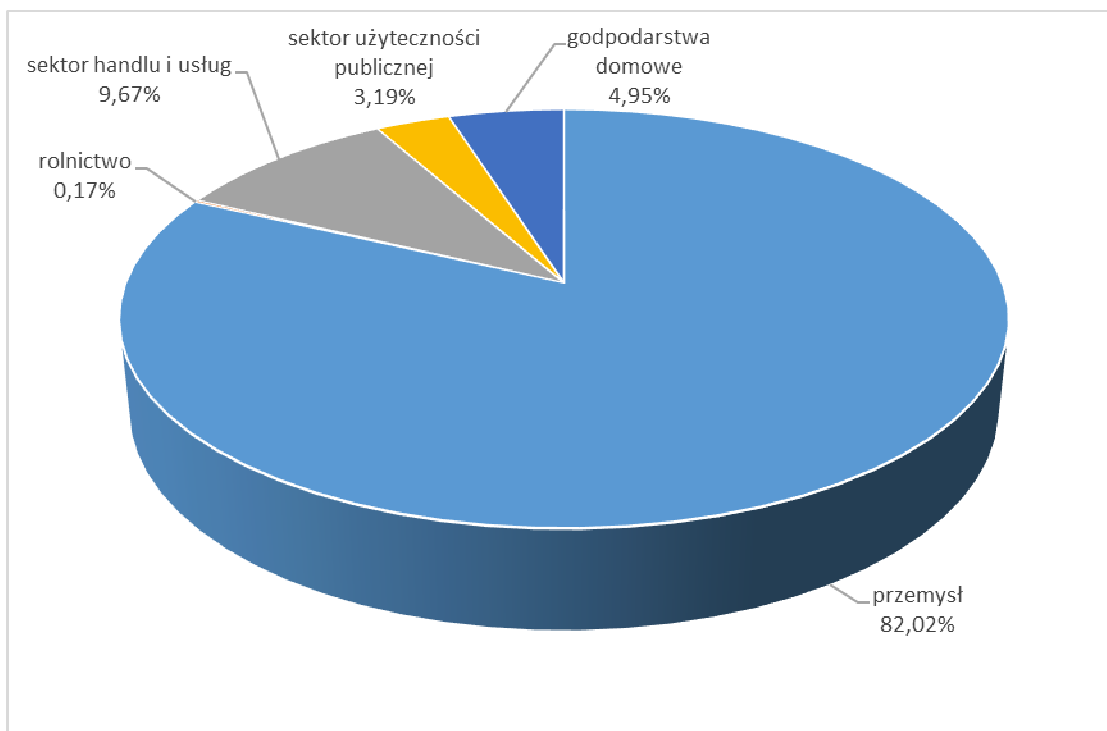
Wskaźnikiem konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce jest również zwiększająca się stopniowo liczba zmian sprzedawcy. Zgodnie z danymi Prezesa URE, do końca 2016 r. odnotowano 78 437 zmian sprzedawcy gazu (do końca 2015 r. było to ok. 30 749 zmian sprzedawcy).

Rysunek 1. Struktura sprzedaży gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) do odbiorców końcowych realizowana przez podmioty GK PGNiG w 2016 r. (spółki PGNiG S.A. i PGNiG OD sp. z o.o.)



Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Energii.

Rysunek 2. Struktura sprzedaży gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) do odbiorców końcowych realizowana przez podmioty spoza GK PGNiG w 2016 r.



Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Energii.

Obrót na krajowym rynku gazu ziemnego odbywa się również na towarowej giełdzie energii prowadzonej przez TGE S.A., która od lat umacnia swoją pozycję jako największej platformy handlowej na rynku energii i surowców energetycznych w Polsce. Oferta giełdy to handel energią elektryczną, gazem, prawami majątkowymi, uprawnieniami do emisji CO₂ oraz Rynek Instrumentów Finansowych. Uczestnikami rynku giełdowego są przedsiębiorstwa obrotu oraz duzi odbiorcy końcowi będący członkami giełdy lub działający za pośrednictwem domów maklerskich. Według stanu na dzień 5 marca 2017 r. w zakresie gazu ziemnego członkami giełdy było 26 podmiotów. Całkowity wolumen transakcji zawartych na rynkach gazu ziemnego w 2016 r. wyniósł 114 468,886 GWh i wzrósł w stosunku do roku poprzedniego o 7,1%.

2.3. Segment przesyłania gazu ziemnego

Zgodnie z art. 9h ust. 2 i art. 9k ustawy – Prawo energetyczne na terytorium RP wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego. Operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

Funkcję operatora systemu przesyłowego, zarówno dla krajowego systemu przesyłowego, jak i polskiego odcinka gazociągu Jamał – Europa pełni Gaz-System S.A. Spółka została wyznaczona operatorem krajowego systemu przesyłowego na własnych sieciach przesyłowych przez Prezesa URE decyzją z dnia 13 października 2010 r. na okres do dnia 31 grudnia 2030 r. Natomiast operatorem systemu przesyłowego na polskim odcinku systemu gazociągów tranzytowych Jamał - Europa spółka została wyznaczona na mocy decyzji Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r., na okres do dnia 31 grudnia 2025 r. Powyższe działanie było realizacją podpisanych w 2010 r. Protokołów dodatkowych do Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej z 1993 r.

Gaz-System S.A. jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa. Spółka posiada 100% udziałów w spółce Polskie LNG S.A. powołanej do budowy i eksploatacji terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu.

Zadania OSP określa przepis art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Obejmują one m. in. zarządzanie systemem przesyłowym, transport paliw gazowych krajową siecią przesyłową w celu jego dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych

podłączonych do systemu przesyłowego, jak również zapewnienie bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego sieciami przesyłowymi oraz rozwój gazowej sieci przesyłowej.

Do obowiązków Gaz-System S.A. jako operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał - Europa należy w szczególności: świadczenie usług przesyłania gazu ziemnego, sterowanie pracą SGT na terytorium Polski, współpraca z funkcjonującymi na terytorium państw sąsiednich operatorami systemów przesyłowych bezpośrednio połączonych z gazociągiem tranzytowym (Bieltransgaz na Białorusi i Gascade Gastransport GmbH w Niemczech), zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania gazociągu poprzez zarządzanie i nadzór nad pracami eksploatacyjnymi i remontowymi, dostarczanie użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług i wolnych zdolnościach przesyłowych w SGT. Informacje te są publikowane na stronie internetowej operatora systemu przesyłowego⁵.

Informacje na temat charakterystyki systemu przesyłowego szerzej przedstawione zostały w rozdziale 5.

2.4. Segment dystrybucji gazu ziemnego

Na terytorium RP w obszarze dystrybucji paliw gazowych funkcjonuje przede wszystkim PSG sp. z o.o. – największy operator, zarządzający w 2016 r. ok. 92% sieci dystrybucyjnych w Polsce, których łączna długość w skali kraju wraz z przyłączami wynosi 185,7 tys. km. PSG sp. z o.o. jest częścią GK PGNiG i w 2016 r. prowadziła działalność w oparciu o sześć oddziałów regionalnych zlokalizowanych w Gdańsku, Poznaniu, Warszawie, Wrocławiu, Tarnowie i Zabrzu. Ok. 8% sieci dystrybucyjnych jest własnością pozostałych 51 spółek prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym.

Obecnie stopień gazyfikacji kraju wynosi ok. 58%. Zatwierdzony przez Prezesa URE Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016–2022 PSG sp. z o.o., zakłada zwiększenie stopnia gazyfikacji w 2022 r. do 60,79%. W 2016 r. oddanych do użytkowania zostało ok. 2,2 tys. km sieci dystrybucyjnych.

2.5. Segment magazynowania gazu ziemnego

Funkcję operatora systemu magazynowania (OSM) pełni spółka Gas Storage Poland sp. z o.o. (spółka GK PGNiG, dawniej Operator Systemu Magazynowania sp. z o.o.)

⁵ www.gaz-system.pl/sgt/system-gazociagow-tranzytowych-sgt

wyznaczona decyzją Prezesa URE na okres do dnia 31 maja 2022 r. W Polsce funkcjonuje siedem podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego współpracujących z gazowym systemem przesyłowym. PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz PMG Strachocina to magazyny w szcerpanych złożach gazu ziemnego, natomiast KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo są to magazyny w kawernach solnych.

Usługi magazynowania świadczone są przez OSM:

- 1) w instalacji magazynowej PMG Wierzchowice,
- 2) z wykorzystaniem 2 grup instalacji magazynowych (GIM) tj.:
 - GIM Sanok obejmująca instalacje magazynowe: PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów oraz PMG Brzeźnica,
 - GIM Kawerna obejmująca instalacje magazynowe: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Według stanu na koniec 2016 r. całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wysokometanowego wynosiła 2 963,7 mln m³ [32 565,6 GWh], co odpowiada ok. 18,54% rocznego zużycia gazu w Polsce.

Obok ww. magazynów gazu wysokometanowego, funkcjonują dwa magazyny gazu zaazotowanego, zarządzane przez PGNiG S.A.: PMG Daszewo o pojemności 30 mln m³ [257,5 GWh] i PMG Bonikowo o pojemności 200 mln m³ [1 755,6 GWh]. System gazu zaazotowanego jest systemem zamkniętym, a ww. magazyny gazu zaazotowanego wykorzystywane są do stabilizacji wydobycia tego gazu.

W PMG utrzymywane są zapasy handlowe oraz zapasy obowiązkowe gazu ziemnego. Zapasy handlowe służą do bilansowania systemu przesyłowego gazowego i zaspokajania nierównomierności w poborze gazu ziemnego oraz pozwalają na zapewnienie dostaw podczas awarii i krótkotrwałych przerw w dostawach gazu ziemnego z importu. Ponadto, gaz ziemny wytłaczany z systemu magazynowego może służyć do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, utrzymywane zgodnie z wymogami ustawy o zapasach, stanowią natomiast zabezpieczenie przed skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego i są uruchamiane wyłącznie w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa.

OSM odpowiedzialny jest za zapewnienie funkcjonowania instalacji magazynowych, świadczenie usług magazynowych oraz eksploatację, konserwację, remonty instalacji i urządzeń magazynowych. OSM oferuje usługi magazynowania zarówno w formie pakietów,

jak i usług rozdzielonych. Ze względu na czas świadczenia, usługi magazynowania można podzielić na:

- długoterminowe - świadczone w okresie 1, 2, 3 lub 4 kolejnych lat magazynowych, a w przypadku GIM Kawerna również w okresie 12, 24, 36 albo 48 kolejnych miesięcy gazowych, niepokrywających się z latami magazynowymi;
- krótkoterminowe – miesięczne (świadczone w okresie od 1 do 11 kolejnych miesięcy gazowych, tygodniowe (świadczone w okresie 7, 14 lub 21 kolejnych dób gazowych) lub dobowe (świadczone w okresie 1 doby gazowej);
- śróddzienne świadczone w okresie jednej doby gazowej od 1 do 24h.

W dniu 29 marca 2016 r. został zatwierdzony Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania ze zmianami wynikającymi z procesu konsultacji, przeprowadzonymi w okresie od dnia 1 lutego 2016 r. do dnia 19 lutego 2016 r. Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania z przyjętymi zmianami zaczął obowiązywać od dnia 1 czerwca 2016 r., a więc od momentu obowiązywania nowej „Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2016” ustalonej przez OSM i zatwierdzonej przez Prezesa URE decyzją z dnia 22 kwietnia 2016 r. Taryfa obowiązywała do dnia 31 marca 2017 roku.

OSM na swojej stronie internetowej⁶ podaje szczegółowe informacje dotyczące oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków ich świadczenia wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji magazynowych, informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych, informacje o ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub w grupie instalacji magazynowych, co stanowi wypełnienie obowiązków wynikających z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. *w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005*.

Ponadto, w związku z uzyskaniem z dniem 15 lutego 2016 r. statusu Registered Reporting Mechanism (RRM), OSM od dnia 7 kwietnia 2016 r. publikuje informacje dotyczące świadczonych usług zgodnie z wymogami art. 9 ust. 7 i ust. 9 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. *w sprawie przekazywania danych wdrażającego art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii* (rozporządzenie wykonawcze REMIT).

⁶ <https://ipi.gasstoragepoland.pl>

Informacje na temat pojemności magazynowych oraz ich rozbudowy szerzej przedstawione zostały w rozdziale 5.4. i rozdziale 6.1.

3. Zmiany strukturalne na rynku gazu ziemnego w 2016 r.

3.1. Prace legislacyjne – prawo krajowe

Ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw

Ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 1165), która weszła w życie z dniem 2 września 2016 r., dokonała znaczących zmian w ustawie o zapasach. Celem ustawy było ustanowienie równych warunków funkcjonowania na rynku i uczestniczenia w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw dla wszystkich podmiotów. W zakresie gazu ziemnego efekt ten miał zostać osiągnięty poprzez uszczelnienie systemu zapasów obowiązkowych z jednoczesnym jego uelastycznieniem i dostosowaniem do warunków na rynku gazu ziemnego, który uległ znaczącym przemianom od 2007 r., tj. od wejścia w życie ustawy o zapasach.

Do 2016 r. podmioty prowadzące działalność w małej skali, tj. dokonujące przywozu w ilości mniejszej niż 100 mln m³ w ciągu roku kalendarzowego, miały możliwość uzyskania zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów. Zwolnienia te miały na celu ułatwienie małym podmiotom wchodzenie na rynek polski, co miało przyczyniać się do budowania konkurencji.

W wyniku wejścia w życie w dniu 2 września 2016 r. ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych zostały objęte wszystkie podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego z zagranicy, w tym również dokonujące przywozu gazu ziemnego na własne potrzeby oraz zlikwidowana została możliwość zwolnienia przez Ministra Energii z przedmiotowego obowiązku. Powyższa zmiana wynikała z dokonanej przez ustawodawcę weryfikacji systemu bezpieczeństwa dostaw, która wykazała obchodzenie przepisów ustawy przez spółki obrotu poprzez nadużywanie możliwości zwolnień z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych, co przyczyniało się do znacznego obniżenia poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do odbiorców. Nadużywanie zwolnień z obowiązku utrzymywania zapasów polegało na imporcie gazu przez spółki obrotu, z których każda dokonywała przywozu gazu ziemnego z zagranicy w ilości mniejszej niż 100 mln m³ w ciągu roku kalendarzowego w ramach uzyskanego zwolnienia z obowiązku utrzymywania

zapasów oraz agregowaniu przywiezionego gazu przez inną spółkę obrotu (formalnie nie powiązaną kapitałowo ze spółkami korzystającymi ze zwolnień). Dzięki powyższemu sposobowi jeden podmiot dysponował na terytorium kraju gazem ziemnym w ilości znacznie przekraczającej 100 mln m³ z pominięciem obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych. Z uwagi na powyższe instytucja zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów nie spełniła przewidzianej dla niej roli, tj. ułatwienia rozpoczynania działalności przez małe podmioty poprzez uprzywilejowanie ich w stosunku do dostawcy zasiedziałego, a wpływała głównie na obniżenie poziomu bezpieczeństwa dostaw ze względu na stopniowe zmniejszanie się poziomu zapasów obowiązkowych. Poziom zapasów obowiązkowych gazu ziemnego spadał, mimo że zużycie przez odbiorców utrzymywało się na stosunkowo stałym poziomie. Od roku gazowego 2014/2015 wysokość zapasów obowiązkowych spadła o 125 mln m³ (ok. 13%). W konsekwencji, w związku z niedostateczną ilością zgromadzonych zapasów gazu ziemnego środek ten mógł okazać się niewystarczający do osiągnięcia celu, dla jakiego został ustanowiony, a więc zapobieżeniu przerwom w dostarczaniu gazu ziemnego dla odbiorców krajowych w wyniku przerwania dostaw z importu.

Wprowadzone zmiany wynikały również m.in. z dążenia do realizacji wniosków Międzynarodowej Agencji Energetycznej zawartych w raporcie kryzysowym z 2015 r., w którym rekomendowano monitorowanie wpływu rozszerzenia możliwości uzyskania zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na bezpieczeństwo energetyczne oraz wskazano na potrzebę rozważenia wprowadzenia nowych możliwości wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego, w tym poprzez rozszerzenie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na odbiorców końcowych prowadzących działalność w sektorach mających duże znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego (sektor transformacji, rafineryjny czy wytwarzania energii)⁷.

W wyniku zmian w ustawie o zapasach dokonanych ustawą z dnia 22 lipca 2016 r. system bezpieczeństwa dostaw gazu został nie tylko uszczelniony, ale również uelastyczniony. Nastąpiło to dzięki poszerzeniu katalogu sposobów utrzymywania zapasów

⁷The review team has noted the recent legislative change that has allowed for companies importing less than 100 mcm of natural gas per year to be exempt from the obligation to hold stocks and commends the actions taken by the Administration in order to facilitate the entry of new players to the market. At the same time, the review team recommends that the Administration closely monitors the effect of this change on the level and adequacy of stocks available for use in a gas supply emergency. The review team further recommends that the Administration considers other new possibilities for enhancing the security of supply that might emerge from the ongoing revision of the EU Regulation 994/2010, particularly taking into account the possibility of expanding the stockholding obligation on own-use importers playing a role in energy security of the country, such as the transformation, refining and energy industry.”

obowiązkowych gazu ziemnego o możliwość realizacji obowiązku utrzymywania zapasów przez podmioty objęte tym obowiązkiem, które nie posiadają własnych pojemności magazynowych, poprzez jego powierzenie (przeniesienie) w drodze umowy na innego przedsiębiorcę zobowiązanego do utrzymywania zapasów obowiązkowych w drodze tzw. umowy biletowej. Podmiot zobowiązany do utrzymywania zapasów może powierzyć utrzymywanie zapasów podmiotowi trzeciemu, nie ponosząc przy tym ciężarów administracyjnych samodzielnego utrzymywania zapasów. Ma to ułatwić dostęp do zapasów i zmniejszyć bariery dostępu do rynku gazu.

Ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. dokonała również zmiany brzmienia przepisu upoważniającego do wydania rozporządzenia w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (tzw. rozporządzenie dywersyfikacyjne). W listopadzie 2016 r. Minister Energii rozpoczął uzgodnienia międzyresortowe i konsultacje publiczne projektu nowego rozporządzenia, które zastąpiło poprzednie rozporządzenie obowiązujące od 2000 r.

Dodatkowo w ustawie z dnia 22 lipca 2016 r. doprecyzowane zostały uprawnienia Prezesa URE w zakresie stosowania europejskich kodeksów sieciowych oraz zagwarantowano Ministrowi Energii możliwość wpływu na budowę gazociągów przesyłowych o zasięgu krajowym.

Ustawa z dnia 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

Ustawa z dnia 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 1986) dostosowała polskie prawo do przepisów UE w zakresie regulowania cen gazu ziemnego. Wprowadzane w nowelizacji zmiany polegają na stopniowym znoszeniu spoczywającego obecnie na przedsiębiorstwach obrotu gazem ziemnym obowiązku ustalania i przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf na ceny gazu w sektorze obrotu.

Uwalnianie cen dla poszczególnych grup odbiorców będzie następować w różnych terminach, i tak w dniu wejścia w życie ustawy, a więc w dniu 1 stycznia 2017 r., uwolnione zostały ceny dla przedsiębiorstw obrotu w zakresie sprzedaży: na rynku hurtowym, w punkcie wirtualnym (w tym na giełdzie towarowej), sprężonym gazem ziemnym CNG i skroplonym gazem ziemnym LNG oraz sprzedaży w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych. Z kolei od dnia 1 października 2017 r. uwolnione zostaną ceny dla pozostałych odbiorców

poza odbiorcami w gospodarstwach domowych, dla których ceny gazu ziemnego podlegać będą w dalszym ciągu kontroli Prezesa URE aż do dnia 1 stycznia 2024 r.

Dodatkowo ustawa zawiera liczne stosunkowo niewielkie zmiany o charakterze legislacyjnym i doprecyzującym, które ułatwiają stosowanie w praktyce rozwiązań dotyczących uszczelnienia systemu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wprowadzonych do ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o zapasach ustawą z dnia 22 lipca 2016 r. Celem wprowadzonych zmian było usunięcie wątpliwości interpretacyjnych, które pojawiły się po wejściu w życie ustawy z dnia 22 lipca 2016 r.:

- zmiana art. 33 ustawy – Prawo energetyczne usunęła wątpliwości dotyczące wymaganych dokumentów do uzyskania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą – przepis jednoznacznie obecnie wskazuje, że wymogi wymienione w pkt.1-3 należy traktować rozłącznie,
- zmiana w art. 25 ustawy o zapasach miała na celu wyeliminowanie problemów w stosowaniu ustawy poprzez doprecyzowanie zakresu podmiotowego przepisu i wskazanie, że w oparciu o art. 25 ust. 5 Prezes URE ustala wielkość zapasów dla podmiotów ubiegających się o koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą,
- zmiana w art. 37 ustawy z dnia 22 lipca o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw miała na celu zapewnienie efektywnego funkcjonowania przepisu przejściowego, na podstawie którego Prezes URE ma ustalić wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego dla podmiotów, które nie utrzymywały tych zapasów w dniu wejścia w życie ustawy poprzez wskazanie daty końcowej okresu, dla którego dane z przywozu mają służyć za podstawę wyliczania tych zapasów.

Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy.

W dniu 22 listopada 2016 r. Minister Energii rozpoczął uzgodnienia międzyresortowe i konsultacje publiczne projektu rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. Uwagi do dokumentu można było składać do dnia 2 grudnia 2016 r. Rozporządzenie zostało podpisane przez Prezesa Rady Ministrów w dniu 24 kwietnia 2017 r. (Dz.U. poz. 902) i weszło w życie w dniu 10 maja 2017 r.

Celem rozporządzenia jest określenie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy na okres co najmniej 10 lat oraz szczegółowy sposób ustalania tego poziomu. Podstawę do wydania rozporządzenia stanowi art. 32 ust. 3 ustawy – Prawo

energetyczne w brzmieniu nadanym ustawą z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne.

Nowe rozporządzenie dywersyfikacyjne doprecyzowuje kwestie, które były niejasne w rozporządzeniu obowiązującym od 2000 r. Wprowadza również dodatkowe instrumenty, których celem jest zmniejszenie nieproporcjonalnych obciążeń nakładanych na przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego z zagranicy.

Najważniejsze zmiany to:

- ustalenie nowych progów maksymalnego procentowego udziału gazu z jednego źródła na kolejne 10 lat wysokości:
 - 70 % – w latach 2017 - 2022;
 - 33 % – w latach 2023 - 2026;
- wskazanie, że dywersyfikacji podlegać będzie gaz importowany przy wykorzystaniu infrastruktury gazowej na połączeniach z innymi państwami, tj. przywożony do Polski z państw nienależących do UE oraz państw niebędących państwami EFTA, przy czym dostawy z państw nienależących do UE drogą lądową (za pośrednictwem sieci gazociągów) należy traktować łącznie. W chwili obecnej wszystkie dostawy gazu przez punkty wejścia z państw nienależących do UE są realizowane z kierunku wschodniego, wobec czego powinny podlegać obowiązkowi dywersyfikacji łącznie;
- wskazanie, że dywersyfikacji podlegać będzie również gaz importowany w każdej innej formie, w tym importowany gaz CNG i LNG, z wyłączeniem gazu importowanego przez terminal LNG w Świnoujściu;
- w zakresie gazu dostarczanego drogą morską w stanie skroplonym - źródłem pochodzenia gazu będzie państwo portu załadunku skroplonego gazu ziemnego, zaś w każdym innym przypadku (czyli gdy gaz nie jest dostarczany drogą morską w formie LNG ani siecią gazową) – państwo, z którego gaz został wysłany w celu przywozu na terytorium Polski;
- wyłączenie z obowiązku dywersyfikacji przedsiębiorstwa energetycznego w zakresie gazu nabytego wewnątrzspółnotowo i wprowadzonego na polski rynek przy wykorzystaniu usługi przesyłania zwrotnego lub usługi wirtualnego przesyłania zwrotnego w punktach wejścia do polskiego systemu na połączeniu z państwem UE lub państwem EFTA. Gaz kontraktowo sprowadzany z kierunku zachodniego przez połączenia rewersowe należy traktować jako gaz nabyty wewnątrzspółnotowo, nawet gdy jest to rewers wirtualny lub gaz sprowadzany przy wykorzystaniu usług o charakterze przerywanym;

- zmiana sposobu obliczania udziału stanowiącego wypełnienie obowiązku dywersyfikacji poprzez odniesienie go do importu netto, tj. pomniejszonego o wywóz gazu oraz uwzględnienie w mianowniku gazu importowanego, nabytego wewnątrzspółnotowo oraz gazu wydobytego na terytorium RP pomniejszonych o eksport gazu z Polski w danym roku przez dane przedsiębiorstwo (w wysokości nie większej niż import gazu z jednego źródła).

Celem wprowadzonych zmian w rozporządzeniu jest zwiększenie konkurencji na krajowym rynku gazu ziemnego, przez zmniejszenie obciążeń regulacyjnych nałożonych na przedsiębiorstwa. Poza tym rozporządzenie miało na celu wprowadzenie jednoznacznych regulacji prawnych, które wyeliminują wątpliwości interpretacyjne.

Rozporządzenie Ministra Energii zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego.

W 2016 r. w Ministerstwie Energii prowadzone były prace nad zmianą rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w *sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego* (Dz.U. z 2014 r. poz. 1059). Nowelizacja rozporządzenia miała na celu optymalizację wykorzystania istniejących sieci gazowych, poprzez uporządkowanie warunków przyłączania urządzeń i instalacji do sieci przesyłowej. Zgodnie ze zmienionymi przepisami do dużej sieci przesyłowej (tj. sieci przesyłowej o średnicy DN 1 300 i większej) można przyłączać jedynie urządzenia i instalacje, z wykorzystaniem których prowadzona jest działalność w zakresie przesyłania paliw gazowych. Zwiększono także granicę mocy przesyłowej urządzeń i instalacji, należących do podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej „A”, które będzie można przyłączyć do mniejszych sieci przesyłowych (tj. sieci przesyłowych o średnicy do DN 1 300), z obecnych 5 000 m³/h do 45 000 m³/h, jednakże z wyłączeniem urządzeń i instalacji służących wyłącznie do zasilania pojazdów gazem ziemnym, które będą mogły być przyłączane do sieci gazowej przesyłowej mniejszej niż DN 1300 niezależnie od ich mocy. Zmiana warunków przyłączania do sieci przesyłowej gazowej małych odbiorców zmniejszy liczbę punktów wyjścia z sieci przesyłowej i zoptymalizuje wykorzystanie istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej, tym samym przynosząc szereg korzyści w zakresie podniesienia niezawodności pracy systemów przesyłowego i dystrybucyjnego, ich efektywności, prawidłowego rozwoju oraz dostosowania źródeł zasilania do nierównomierności poboru. Rozporządzenie Ministra Energii zmieniające rozporządzenie w *sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego* zostało podpisane w dniu 10 stycznia 2017 r. (Dz.U. poz. 150).

3.2. Prace legislacyjne – prawo europejskie

I filar Unii Energetycznej – bezpieczeństwo energetyczne, solidarność i zaufanie

Dnia 16 lutego 2016 r. KE przedstawiła tzw. pakiet propozycji w zakresie zrównoważonego bezpieczeństwa energetycznego (początkowo zwany „pakietem zimowym”), tj. zestaw czterech dokumentów, na który składały się instrumenty niezbędne do przygotowania Unii na nadejście światowej transformacji energetycznej oraz przyczyniające się do podnoszenia poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do UE:

- projekt nowelizacji rozporządzenia 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (tzw. rozporządzenie SoS);
 - projekt nowelizacji decyzji 994/2012 w sprawie ustanowienia mechanizmu wymiany informacji w odniesieniu do umów międzyrządowych w dziedzinie energii między państwami członkowskimi a państwami trzecimi (tzw. decyzja IGA);
- oraz dwa Komunikaty:
- pierwszą unijną Strategię na rzecz LNG i magazynowania gazu;
 - Strategię dotyczącą chłodnictwa i ciepłownictwa.

W 2014 r. KE przeprowadziła tzw. *stress testy*, mające na celu szczegółową ocenę wpływu potencjalnego zakłócenia dostaw gazu w różnych krajach europejskich oraz opracowanie rekomendacji dla niwelowania negatywnych skutków takich sytuacji. *Stress testy* były konsekwencją wniosku Rady Europejskiej oraz Komunikatu Komisji z 2014 r. – *Europejska Strategia Bezpieczeństwa Energetycznego*.

Pakiet na rzecz zrównoważonego bezpieczeństwa energetycznego stanowił odpowiedź KE na wnioski wypływające z przeprowadzonych *stress testów*. Zaproponowane w ramach pakietu instrumenty miały wpływać na zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego na terytorium UE m.in. poprzez:

- 1) zwiększoną intensywność współpracy regionalnej,
- 2) stworzenie mechanizmu solidarności w działaniach podejmowanych przez państwa członkowskie UE w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowej,
- 3) zwiększenie przejrzystości kontraktów gazowych podlegających mechanizmowi wymiany informacji,
- 4) kontrolę zawieranych umów międzyrządowych w dziedzinie energii z prawem UE.

Dodatkowo, w kontekście unijnej Strategii na rzecz LNG i magazynowania gazu, Polska podkreślała m. in. potrzebę wsparcia przez UE budowy, modernizacji, utrzymania nowych obiektów LNG i wykorzystanie już istniejących obiektów (np. poprzez możliwości wprowadzenia preferencyjnych stawek w taryfach przesyłowych) oraz zachowania przez państwa członkowskie prawa do ustanawiania środków nierynkowych, zgodnie z uwarunkowaniami narodowymi i minimalnym poziomem bezpieczeństwa dostaw.

Rewizja rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (tzw. rozporządzenie SoS).

Przeprowadzone w 2014 r. tzw. *stress testy* pokazały skalę skutków i problemów potencjalnego kryzysu dostaw gazu w szczególności dla krajów leżących na wschodzie Europy. Odpowiedzią na możliwe zakłócenia dostaw była rewizja rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu. Rząd RP od początku negocjacji popierał ambitne podejście do kluczowych zapisów rozporządzenia tj. obowiązkowej współpracy regionalnej przy tworzeniu dokumentów planistycznych w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, efektywnego mechanizmu solidarności na wypadek sytuacji nadzwyczajnej oraz przejrzystości zawieranych w UE kontraktów gazowych.

W dniu 10 maja 2017 r. obradujący w Brukseli Komitetu Stałych Przedstawicieli Rządów Państw Członkowskich przy UE (COREPER) osiągnął porozumienie w sprawie rewizji rozporządzenia SoS. Dalsza procedura będzie wymagała formalnego zatwierdzenia, wynegocjowanego już rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu przez Parlament Europejski i Radę. Przewiduje się, że rozporządzenie wejdzie w życie do dnia 31 października 2017 r.

W ramach obowiązkowej współpracy regionalnej, Polska znalazła się w dwóch regionalnych grupach ryzyka, w ramach których poszczególne państwa członkowskie UE będą wspólnie przeciwdziałać zakłóceniom dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego – przez szlak ukraiński i białoruski. W obu grupach obok Polski znalazły się Niemcy.

W nowym rozporządzeniu wprowadzono nową instytucję prawną - tzw. mechanizm solidarności. Mechanizm ten jest traktowany jako środek "ostatniej szansy". Państwo członkowskie, które na skutek sytuacji kryzysowej nie będzie w stanie zapewnić dostaw odpowiedniej ilości gazu ziemnego do grupy odbiorców chronionych, będzie mogło poprosić o wsparcie inne państwo członkowskie. Przepisy nowego rozporządzenia wskazują na możliwość zawarcia między państwami członkowskimi umów, które precyzyjnie określą

techniczne, finansowe i prawne aspekty przekazywanej pomocy. W przypadku braku zawarcia takich porozumień mechanizm solidarności zadziała automatycznie na wniosek państwa potrzebującego pomocy.

Kolejnym ważnym dla bezpieczeństwa dostaw mechanizmem, który udało się wynegocjować z inicjatywy Polski jest szczegółowe rozwiązanie umożliwiające podmiotom z państwa dotkniętego kryzysem w dostawach gazu skorzystanie ad hoc z przepustowości ciągłej lub przerywanej, pomimo tego że została ona wcześniej zarezerwowana przez inne podmioty np. w celu zatłaczania gazu do magazynów. W sytuacji wprowadzenia stanu nadzwyczajnego (w rozumieniu rozporządzenia SoS) w sąsiadującym państwie członkowskim (państwo B), operator systemu przesyłowego państwa A ma obowiązek zapewnić, że przepustowość na połączeniach transgranicznych z państwem B (ciągła lub przerywana, niezależnie od faktu, czy została zarezerwowana uprzednio czy dopiero w czasie stanu nadzwyczajnego) ma priorytet przed konkurującą z nią przepustowością na wyjściu do magazynów w państwie A. Użytkownik korzystający z priorytetowej przepustowości z państwa B wypłaca odpowiednią rekompensatę użytkownikowi przepustowości ciągłej z państwa A za stratę spowodowaną przerwaniem jego przepustowości ciągłej.

Z punktu widzenia Polski kluczowe znaczenie miało także poddanie obowiązkowej wymianie informacji istniejących i zawieranych w przyszłości kontraktów na dostawy gazu ziemnego do UE. Próg dla notyfikacji kontraktów gazowych określono na poziomie równym lub wyższym niż 28% rocznej konsumpcji gazu ziemnego w danym państwie członkowskim. Kontrakty będą notyfikowane do krajowych organów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego danego państwa członkowskiego, a w przypadku wątpliwości co do ich zgodności z prawem UE, kontrakty będą przekazywane KE.

Rozporządzenie o bezpieczeństwie dostaw gazu ziemnego jest szczególnie istotne w kontekście zagrożenia związanego z realizacją projektu Nord Stream 2. Nowe przepisy wpłyną na poprawę bezpieczeństwa energetycznego w Polsce, regionie oraz całej UE.

Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 994/2012/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie ustanowienia mechanizmu wymiany informacji w odniesieniu do umów międzyrządowych w dziedzinie energii między państwami członkowskimi a państwami trzecimi (tzw. decyzja IGA).

W dniu 5 kwietnia 2017 r., w Dzienniku Urzędowym UE została opublikowana nowa wersja tzw. decyzji IGA. Porozumienie na forum unijnym w sprawie powyższego aktu legislacyjnego zostało osiągnięte jeszcze w grudniu 2016 r. Nowelizacja decyzji IGA jest

jednym z głównych priorytetów Unii Energetycznej, a wypracowane rozwiązania pozwolą na kontrolę zgodności zawieranych umów międzyrządowych w dziedzinie energii z prawem UE.

Zgodnie z nową wersją decyzji IGA projekty umów będą musiały być notyfikowane do KE, a jej opinia będzie uwzględniona przy ich zawieraniu. Umowy międzyrządowe dot. energii elektrycznej zostaną objęte obowiązkową oceną *ex post*. Wprowadzona klauzula rewizyjna, przewiduje objęcie także tych umów kontrolą *ex ante* w przyszłości. Uzgodniono ponadto, że niewiążące instrumenty, jak np. Memorandum of Understanding, będą podlegały dobrowolnej notyfikacji *ex ante* lub *ex post*, a KE może doradzać państwom członkowskim wskazując na cele polityki energetycznej UE oraz żądać udziału w negocjacjach jako obserwator. W praktyce oznacza to, że porozumienia, zanim zostaną podpisane, będą sprawdzane przez KE, czy nie zawierają klauzul sprzecznych z prawem UE. Przegląd będzie obejmował umowy dotyczące dostaw gazu i ropy naftowej. Dotychczasowe przepisy, które przewidywały analizę przez KE porozumień dopiero po ich podpisaniu nie sprawdziło się. Zmiany, które zaczną obowiązywać w nowej formule, mają działać w interesie wszystkich państw członkowskich. Powinny również wyeliminować w sposób skuteczny kwestie polityczne i wpłynąć na konkurencyjność na tym polu.

Rozporządzenie Komisji UE ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji w systemach przesyłowych gazu (NC CAM)

W 2016 r. Dyrekcja ds. Energii KE przeprowadziła konsultacje społeczne nowelizacji rozporządzenia Komisji (UE) nr 984/2013 dotyczącego przepisów kodeksu sieci w zakresie mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych. Nowe rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 weszło w życie dnia 6 kwietnia 2017 r. (Dz.Urz. UE L 72 z 17.03.2017, str.1).

Najważniejsza zmiana znowelizowanego kodeksu sieci to uzupełnienie rozporządzenia o nowe postanowienia ustanawiające ogólnoeuropejskie zasady identyfikacji popytu rynkowego na rozbudowę istniejących połączeń międzysystemowych lub budowę nowych połączeń, oraz zasady alokacji zdolności dodatkowej lub nowej, określanej jako zdolność przyrostowa (tzw. procedura incremental).

Rozporządzenie uzupełnione zostało również o nowe terminy aukcji przepustowości dla produktów rocznych i kwartalnych. W przypadku aukcji produktów kwartalnych zwiększona została również częstotliwość ich organizacji. Doprecyzowano również zasady oferowania zdolności ciągłej i przerywanej dla produktów długoterminowych.

Przyjęcie jednolitych standardów alokacji zdolności w systemach przesyłowych całej UE przyczyni się do płynnego funkcjonowania rynku gazu, zwiększając bezpieczeństwo dostaw.

Rozporządzenie Komisji Europejskiej ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu.

W dniu 17 marca 2017 r. zostało opublikowane rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. *ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu* (Dz. Urz. UE L 72 z 17.03.2017, str. 29). Rozporządzenie weszło w życie 6 kwietnia 2017 r., jednak niektóre jego postanowienia stosowane będą z opóźnieniem. Pełne wdrożeniem kodeksu ma nastąpić do 31 maja 2019 r.

Celem nowej regulacji jest zwiększenie transparentności procesu ustalania taryf za przesyłanie gazu, jak również ujednoczenie ich struktur na obszarze UE. Rozporządzenie wprowadza również obowiązki konsultacyjne i publikacyjne w zakresie metodologii kalkulacji i parametrów technicznych przyjmowanych do obliczania taryf przesyłowych, co ma zapewnić użytkownikom unijnych systemów przesyłania gazu większą przewidywalność poziomu opłat oraz ich porównywalność. Przyjęte zostały również rozwiązania umożliwiające stosowanie rabatu na wejściu z terminalu LNG do systemu przesyłowego.

Wdrożenie Kodeksu powinno przyczynić się do większej integracji europejskiego rynku gazu, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i rozwoju połączeń międzysystemowych, co z kolei może poprawić konkurencyjność europejskich przedsiębiorstw i obniżenie rachunków za gaz dla gospodarstw domowych.

4. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki narodowej w gaz ziemny oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

W 2016 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 4 184,1 mln m³ [45 909 GWh] (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), co stanowiło ok. 23,16% krajowego bilansu dostaw gazu ziemnego.

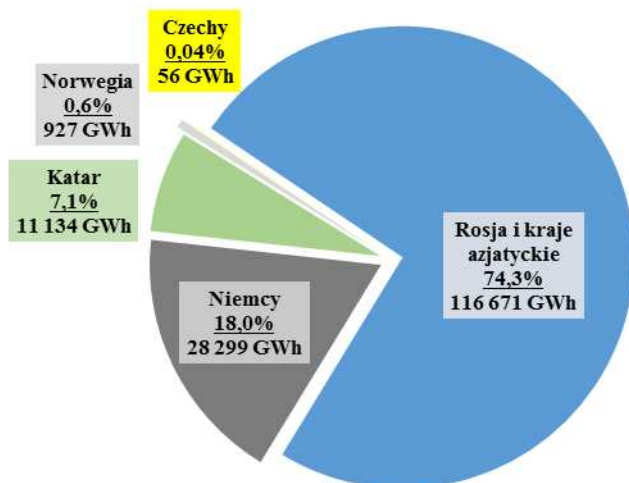
Całkowity przywóz gazu ziemnego do Polski w 2016 r. wyniósł 13 882,51 mln m³ [157 086 GWh], z tego:

- import gazu ziemnego z kierunku wschodniego (w tym poprzez gazociąg Jamał – Europa) – 10 309,3 mln m³ [116 671 GWh] (co stanowi 74,26% całkowitego przywozu);

- nabycie wewnątrzwspólnotowe gazu ziemnego z Niemiec – 2 526,29 mln m³ [28 299 GWh] (co stanowi 18,20 % całkowitego przywozu);
- nabycie wewnątrzwspólnotowe gazu ziemnego z Republiki Czeskiej – 4,94 mln m³ [55,5 GWh] (co stanowi 0,04% całkowitego przywozu);
- import gazu ziemnego z Kataru – 963,57 mln m³ [11 134 GWh] (co stanowi 6,94% całkowitego przywozu);
- import gazu ziemnego z Norwegii – 78,39 mln m³ [927 GWh] (co stanowi 0,56% całkowitego przywozu).

Eksport gazu ziemnego z Polski w 2016 r. wyniósł 839,33 mln m³ [9 248 GWh].

Rysunek 3. Struktura przywozu gazu ziemnego z zagranicy w 2016 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

W dniu 11 grudnia 2015 r. została zrealizowana, drogą morską, pierwsza dostawa skroplonego gazu ziemnego do terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu. Gaz został zakupiony w ramach kontraktu, którego stronami są PGNiG S.A. i Qatargas Operating Company Limited, z tym że w przypadku pierwszej partii gazu importerem była spółka Polskie LNG S.A. Gaz ten posłużył do napełnienia instalacji i zbiorników oraz prac rozruchowych terminalu w Świnoujściu. W styczniu 2016 r. rozpoczęte zostały testy systemu regazyfikacji oraz wysyłki gazu ziemnego do krajowego systemu przesyłowego. Po zakończeniu wszystkich prób eksploatacyjnych i uzyskaniu pozwolenia na użytkowanie rozpoczęto przyjmowanie dostaw komercyjnych. W dniu 17 czerwca 2016 r. odebrana została pierwsza komercyjna dostawa skroplonego gazu ziemnego w wielkości 210 tys. m³. Dostawcą

gazu LNG był Qatargas Operating Company Limited, natomiast w dniu 25 czerwca 2016 r. do terminalu w Świnoujściu przyłynął norweski statek, który dostarczył ok. 140 tys. m³ skroplonego gazu ziemnego. Norwegia to kolejny kierunek poza katarskim, z którego LNG jest sprawdzany do terminalu w Świnoujściu. W sumie w 2016 r. miało miejsce 9 dostaw skroplonego gazu ziemnego.

W tabeli 3 przedstawiono strukturę dostaw gazu ziemnego do Polski w 2016 r. w porównaniu do 2015 r., wynikającą z zawartych kontraktów, bez podziału na punkty wejścia do krajowego systemu gazowego.

Tabela 3. Struktura zaopatrzenia kraju w gaz ziemny w 2016 r. w porównaniu do 2015 r.

	2015			2016			Różnica 2016-2015	
	Ilość [mln m ³]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w imporcie [%]	Ilość [mln m ³]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w imporcie [%]	Ilość [mln m ³]	Zmiana [%]
1. Wydobycie krajowe*	4 337,45	27,46%	-	4 184,10	23,16%	-	-153,35	-3,54%
2. Suma importu i dostaw z innych kierunków	11 457,80	72,54%	-	13 882,51	76,84%	-	2424,71	21,16%
2.1. Import ze wschodu	8 302,11	52,56%	72,46%	10 309,32	57,06%	74,26%	2007,21	24,18%
2.1.1. Import z Rosji, Azerbejdżanu, krajów środkowoeuropejskich	8 302,11	52,56%	72,46%	10 309,32	57,06%	74,26%	2007,21	24,18%
2.1.2. Import z Federacji Rosyjskiej	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%
2.1.3. Import z Ukrainy	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%
2.1.4. Import z Uzbekistanu	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%
2.1.5. Import z Kazachstanu	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%
2.1.6. Import z Turkmenistanu	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%
2.1.7. Import z krajów Azji Środkowej	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00%	0,00	0,00%
2.2. Dostawy z innych kierunków	3 155,69	19,98%	27,54%	3 573,19	19,78%	25,74%	417,50	13,23%
2.2.1. Nabycie wewnątrzspółnotowe z Republiki Federalnej Niemiec	3 021,69	19,13%	26,37%	2 526,29	13,98%	18,20%	-495,40	-16,39%
2.2.2. Nabycie wewnątrzspółnotowe z Republiki Czeskiej	14,37	0,09%	0,13%	4,94	0,03%	0,04%	-9,43	-65,62%
2.2.3. Import z Norwegii	0,00	0,00%	0,00%	78,39	0,50%	0,56%	78,39	
2.2.4. Import z Kataru	119,63	0,76%	1,04%	963,57	5,33%	6,94%	843,94	705,43%
A. BILANS DOSTAW GAZU NA TERYTORIUM RP** (1+2)	15 795,25	100,00%	-	18 066,61	100,00%	-	2271,36	14,38%
3. EKSPORT***	-53,07	0,34%	-	-839,33	4,65%	-	-786,26	1481,55%
B. BILANS DOSTAW GAZU NA POTRZEBY KRAJOWE (A-3)	15 742,18	99,66%	-	17 227,28	95,35%	-	1485,10	9,43%
4. Zmiana stanu (saldo) zapasów****	-303,20	-	-	480,76	-	-	783,96	
5. Straty i zużycie własne	-736,11	-	-	-759,43	-	-	-23,32	
C. BILANS ZUŻYCIA GAZU (B-4+5)	15 309,27	-	-	15 987,09	-	-	677,82	4,43%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie badań statystycznych Ministra Energii.

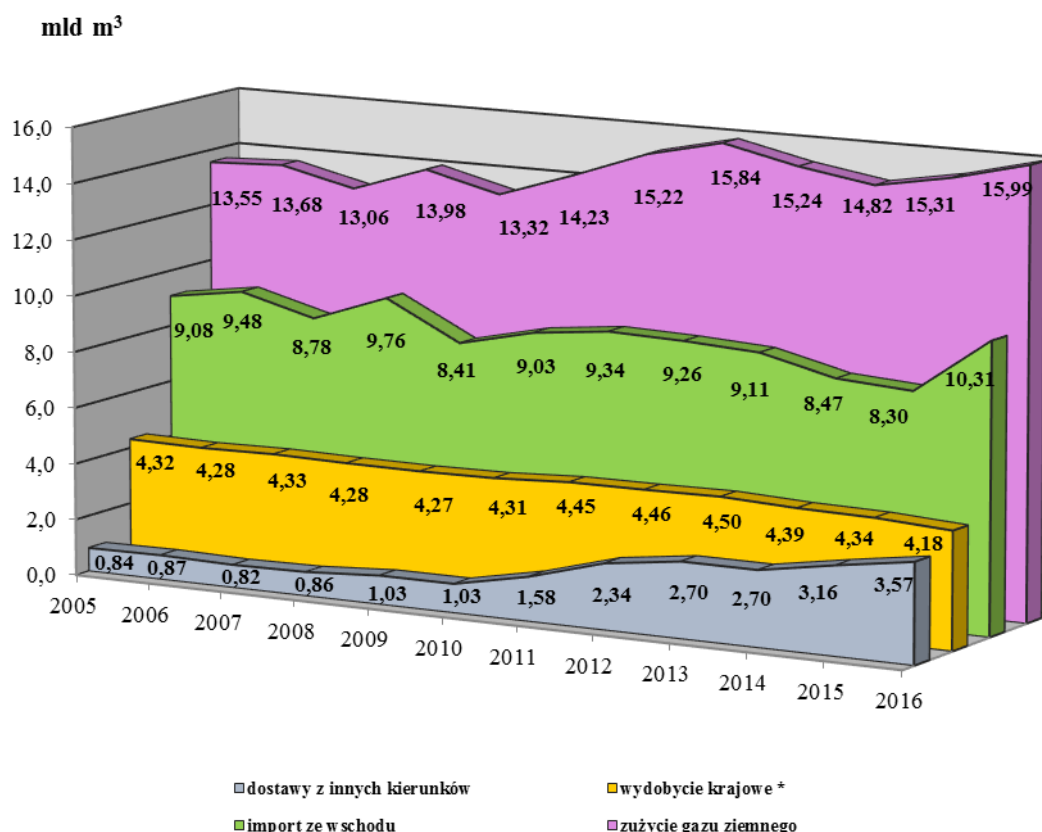
*w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w tym gaz z odmetanowania kopalń i wydobycia podmorskiego (239,87mln m³)

**w bilansie dostaw na terytorium RP nie uwzględniono przesyłu (gazociąg jamalski oraz na Ukrainę)

***wielkość ze znakiem ujemnym oznacza sprzedaż gazu poza granice kraju

**** wielkość dodatnia oznacza zatłoczenie gazu do magazynu (wielkość ta nie jest wliczana do bilansu zużycia gazu – poz. C), wielkość ujemna oznacza odebranie gazu z magazynu (wielkość ta jest wliczana do bilansu zużycia gazu – poz. C)

Rysunek 4. Krajowy bilans gazu ziemnego w latach 2005-2016



* wielkość wydobycia krajowego zawiera gaz z odmetanowania kopalń i wydobycia podmorskiego
 Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

W 2016 r. nastąpiło zwiększenie zużycia gazu ziemnego w stosunku do 2015 r. o 4,43%, natomiast od roku 2005 krajowe zużycie gazu ziemnego wzrosło o 18%.

4.1. Zakres umów na dostarczanie gazu ziemnego do systemu gazowego stanowiących główne źródło zaopatrzenia Polski w gaz ziemny

W 2016 r. głównym importerem gazu ziemnego do Polski było PGNiG S.A. Spółka importowała gaz ziemny w większości w ramach realizacji długoterminowego kontraktu kupna-sprzedaży gazu do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 r. z OOO „Gazprom Eksport”, zawartego na podstawie Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r. Kontrakt ten obowiązuje do dnia 31 grudnia 2022 r.

Dodatkowo, od 2016 r., spółka PGNiG S.A. sprowadza drogą morską skroplony gaz ziemny do terminalu LNG w Świnoujściu na podstawie zawartej w dniu 29 czerwca 2009 r.

umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego z Qatar Liquefied Gas Company Ltd. Umowa obowiązuje do dnia 30 czerwca 2034 r.

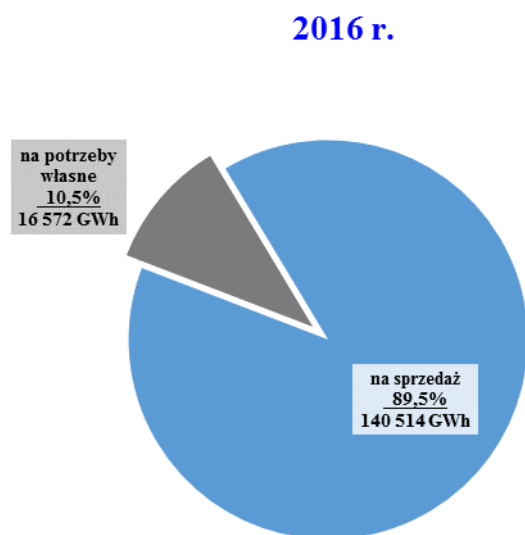
Pozostałe umowy na dostawy gazu ziemnego zawarte przez PGNiG S.A. miały charakter uzupełniający do powyższych umów długoterminowych lub ich celem było zaopatrzenie wyodrębnionych, lokalnych sieci gazowych.

W 2016 r. zdecydowana większość gazu pochodzącego z zagranicy (ok. 89,5%) została przywieziona do Polski w celu dalszej odsprzedaży (w tym przede wszystkim na podstawie umów PGNiG S.A.). Pozostałe ok. 10,5% gazu zostało przywiezione na potrzeby własne przedsiębiorstw przywożących (głównie w ramach bezpośrednich zakupów i transportu z kierunku zachodniego w celu wykorzystania we własnych instalacjach).

W 2016 r. nabycie wewnątrzspółnotowe gazu ziemnego wyniosło 2 531,23 mln m³ [28 354 GWh] co stanowi ok. 18,23% całkowitego przywozu i ok. 15,8% krajowego zużycia gazu ziemnego.

Przywozu gazu ziemnego z zagranicy na potrzeby własne w 2016 r. dokonało dziesięć podmiotów z wolumenem 1,469 mld m³ [16 572 GWh].

Rysunek 5. Przywóz gazu ziemnego z zagranicy według celu przeznaczenia w roku 2016



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

4.2. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych

W 2016 r. w Polsce wydobyto ok. 4,184 mld m³ [45 909 GWh] gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), w tym gazu wysokometanowego – 1,399 mld m³ [15 354 GWh], gazu zaazotowanego – 2,545 mld m³ [27 923 GWh], (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy) natomiast wydobywanie gazu z odmetanowania kopalń i z wydobywania podmorskiego wyniosło 239,87 mln m³ [2 632 GWh] (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).

Według stanu na koniec 2016 r. zasoby wydobywalne gazu ziemnego wynosiły 121,94 mld m³ (zasoby bilansowe i pozabilansowe) i w porównaniu z rokiem poprzednim zasoby zmniejszyły się o 3,10 mld m³. Ubytek zasobów powstał głównie w wyniku wydobywania. Zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 98,87 mld m³, co stanowi 81,1% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2016 r. wyniosły 52,30 mld m³.⁸

Zgodnie z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 17 listopada 2015 r. *w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska* (Dz. U. poz. 1904) za sprawy geologii, należące do działu środowisko, odpowiada Minister Środowiska. Minister Energii natomiast, zgodnie z ustawą o działach administracji rządowej, odpowiedzialny jest za dział gospodarka złożami kopalni, który obejmuje m.in. uzgadnianie koncesji na wydobywanie węglowodorów udzielanych przez ministra właściwego do spraw środowiska, w zakresie kopalni objętych własnością górniczą Skarbu Państwa.

Na koniec 2016 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 14 podmiotów (łącznie 97 koncesji). Natomiast koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało sześć podmiotów z łączną liczbą koncesji 232.

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w 2016 r. prowadzona była przede wszystkim przez spółkę PGNiG S.A. posiadającą 55 koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz 225 koncesji na wydobywanie węglowodorów.

W tabeli 4 przedstawiono zestawienie firm posiadających koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce.

⁸ Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31.12.2016 r. – Państwowy Instytut Geologiczny 2017 r.

Tabela 4. Przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r.

	Firma	Łączna liczba wszystkich koncesji na wydobywanie złóż węglowodorów
1.	Baltic Gas sp. z o.o.	2
2.	B8 sp. z o.o. Baltic sp. k.	1
3.	LOTOS Petrobaltic S.A.	1
4.	PGNiG S.A.	225
5.	Trias sp. z o.o.	1
6.	ZOK sp. z o.o.	2
	Razem	232

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Środowiska.

Spółka PGNiG S.A. prowadzi wydobywanie węglowodorów poprzez dwa oddziały:

- 1) Oddział w Sanoku wydobywający gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową;
- 2) Oddział w Zielonej Górze wydobywający ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany.

Część gazu zaazotowanego podlega przetworzeniu w odazotowni w Odolanowie oraz w Grodzisku Wielkopolskim. Po zakończeniu procesu odazotowania gaz ziemny przesyłany jest do systemu gazu wysokometanowego. W 2016 r. spółka PGNiG wydobyla łącznie ok. 3,957 mld m³ (w tym gazu wysokometanowego ok. 1,401 mld m³ i gazu zaazotowanego ok. 2,556 mld m³ w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).

W 2016 r. spółka PGNiG S.A. prowadziła następujące projekty inwestycyjne w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych węglowodorów ze źródeł krajowych:

- zagospodarowanie odwiertów Białoboki 1 – Siedlecza 2 - inwestycja zakończona w marcu 2016 r.;
- zagospodarowanie odwiertu na złożu Brońsko – inwestycja realizowana etapami – etap I obejmował zagospodarowanie odwiertu B-26H wraz z rozbudową Ośrodka Centralnego Kościan-Brońska - inwestycja zakończona w październiku 2016 r.; etap II obejmujący zagospodarowanie odwiertów Brońsko 23,27,28 trwał do końca 2016 r. – odbiór końcowy inwestycji nastąpił w lutym 2017 r.;

- zagospodarowanie złoża ropno–gazowego Połęcko – inwestycja została zakończona w maju 2016 r. poprzez udostępnienie dwóch odwiertów Połęcko-3K i Połęcko-4K;
- zatłaczanie gazu nadmiarowego do złoża BMB – inwestycja została zakończona w lutym 2017 r.;
- zagospodarowanie odwiertów Przeworsk 17,18,19 – KGZ Jarosław – inwestycja została zakończona, odbiór końcowy nastąpił w kwietniu 2017 r.;
- zagospodarowanie odwiertu gazowego Markowice 3K,4 i 5 OZG Biszczka Księżpol KGZ Tarnogród – inwestycja została zakończona i w listopadzie 2016 r. podpisany został protokół odbioru końcowego;
- zagospodarowanie odwiertu eksploatacyjnego Pruchnik 27 – KGZ Kańczuga – inwestycja została zakończona w maju 2016 r. i odwiert został przekazany do eksploatacji;
- zagospodarowanie odwiertu eksploatacyjnego Rzeszów 20 – KGZ Rzeszów – w ramach zagospodarowania odwiertu wykonano nowy Ośrodek Zbioru Gazu oraz wybudowano gazociąg przyłączeniowy do Zakładów POLFA Rzeszów - inwestycja została zakończona w kwietniu 2016 r. i odwiert został przekazany do eksploatacji;
- zagospodarowanie odwiertu Draganowa 1 – KRN Bóbrka – inwestycja została zakończona w czerwcu 2016 r. i odwiert został przekazany do eksploatacji.
- zagospodarowanie odwiertu Smolarzyny 7 – KGZ Żołyńca – inwestycja została zakończona w sierpniu 2016 r. i odwiert został przekazany do eksploatacji.
- zagospodarowanie odwiertu Przemyśl 281 K – inwestycja została zakończona w grudniu 2016 r. i odwiert został przekazany do eksploatacji;
- zagospodarowanie odwiertu Przeworsk 20,21,22 – KGZ Jodłówka – zadanie jest w trakcie realizacji – całkowite zakończenie inwestycji planowane jest w II połowie 2017 r.;
- zagospodarowanie odwiertu Przemyśl 285 – KAZ Żurawica – zadanie jest w trakcie realizacji – zakończenie inwestycji planowane jest na sierpień 2017 r.;
- zagospodarowanie złoża Radoszyn – planowane zakończenie inwestycji to IV kw. 2017 r.;
- zagospodarowanie odwiertów Sowiec Góra-11K, Lubiatów-11H, Lubiatów-13K - planowane zakończenie inwestycji to IV kw. 2017 r. – planowane zakończenie inwestycji to IV kw. 2017 r.;

- zagospodarowanie odwiertów eksploatacyjnych gazu ziemnego Paproć-61,62,64,65 – planowane zakończenie inwestycji to II kw. 2018 r.;
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Miłosław – planowane zakończenie inwestycji to IV kw. 2018 r.

Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego w Polsce

Według opublikowanego w dniu 21 marca 2012 r. raportu Państwowego Instytutu Geologicznego-Państwowego Instytutu Badawczego (PIG-PIB), zasoby niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce miały mieścić się w przedziale: 346–768 mld m³. Jest to wartość kilkakrotnie wyższa w stosunku do stanu obecnie udokumentowanych zasobów złóż konwencjonalnych. Raport PIG-PIB przygotowany w 2015 r. z wykorzystaniem danych pochodzących z otworów poszukiwawczych wykonanych w Polsce w latach 2010–2014, potwierdził pierwotne prognozy dotyczące wielkości zasobów gazu w złożach niekonwencjonalnych w Polsce.

W marcu 2015 r. zaprezentowany został także raport dotyczący złóż gazu zamkniętego w zwięzłych i słabo przepuszczalnych piaskowcach tzw. *tight gas*. Zasoby wydobywalne w tym przypadku zostały oszacowane zostały na około 153-200 mld m³.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. łączna liczba udzielonych przez Ministra Środowiska koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węglowodorów wynosiła 97 w tym:

- 68 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych złóż węglowodorów,
- 29 koncesji obejmujących poszukiwanie i rozpoznawanie łącznie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węglowodorów,

Według danych Ministerstwa Środowiska w 2016 r. przeprowadzono 3 zabiegi stymulacji przepływu na otworach poszukiwawczych za gazem z łupków oraz 2 zabiegi na otworach poszukiwawczych za metanem z pokładów węgla w ramach projektu naukowego PIG-PIB. W 2016 r. nie prowadzono zabiegów stymulacji przepływu w otworach wiertniczych na konwencjonalnych złożach węglowodorów.

Podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadają 71 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie łącznie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węglowodorów.

Tabela 5. Przedsiębiorstwa posiadające koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węgłowodorów w Polsce według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r.

Lp.	Firma	Łączna liczba wszystkich koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnie złóż węgłowodorów	Liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie jedynie konwencjonalnych złóż węgłowodorów	Liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie łącznie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węgłowodorów	Liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie wyłącznie niekonwencjonalnych złóż węgłowodorów
1.	Baltic Oil&Gas S.p. z o.o.	2	-	2	-
2.	Blue Gas N'R'G sp. z o.o.	1	1**	-	-
3.	Blue Gas N'R'G Wrzosowo sp. z o.o.	1	1	-	-
4.	Energia Karpaty Zachodnie sp. z o.o. sp. k.	2	2	-	-
5.	Energia Zachód sp. z o.o.	1	-	1*	-
6.	FX Energy sp. z o.o.	6	6	-	-
7.	Shale Tech Energy sp. z o.o.	7	-	7	-
8.	LOTOS Petrobaltic S.A.	4	-	4	-
9.	Orlen Upstream sp. z o.o.	12	5	7	-
10.	PGNiG S.A.	55	47+4**	4	-
11.	Rawicz Energy sp. z o.o.	1	-	1	-
12.	PPI Chrobok S.A.	3	1	2	-
13.	Strzelecki Energia sp. Z o.o.	1	-	1	-
14.	TRIAS sp. z o.o.	1	1	-	-
	Razem	97	68	29	0

Źródło: Ministerstwo Środowiska

* dotyczy niekonwencjonalnych złóż gazu typu „tight gas”

** koncesja łączna na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węgłowodorów oraz wydobywanie węgłowodorów ze złóż

5. Stan i rozwój infrastruktury gazowej

5.1. Stan techniczny infrastruktury gazowej – charakterystyka systemu przesyłowego. Możliwości dywersyfikacji dostaw i bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

W 2016 r. spółka Gaz-System S.A. zarządzała własną siecią gazociągów przesyłowych o długości 10 989 km. Na dzień 31 grudnia 2016 r. liczba stacji przesyłowych będących punktami wejścia do systemu oraz punktami wyjścia z systemu wynosiła odpowiednio:

- liczba punktów wejścia⁹ (krajowe i importowe): 66
- liczba punktów wyjścia¹⁰: 983

⁹ Liczba fizycznych punktów wejścia do krajowego systemu przesyłowego, czyli miejsc dostarczania paliwa gazowego o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia import gazu, odbiór z PMG, dostawę z kopalń oraz produkcję krajową (mieszalnię). Zestawienie nie uwzględnia 2 punktów wejścia do SGT – Kondratki i Mallnow Rewers.

Informacje dotyczące majątku zarządzanego przez Gaz-System S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. przedstawia tabela 6.

Tabela 6. System przesyłowy zarządzany przez Gaz-System S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r.

L.p.	Elementy systemu przesyłowego	Jednostka	OGÓŁEM
1.	Gazociągi przesyłowe	km	10 988,8
1.1.	w tym oddane do eksploatacji w 2016 r.	km	0,628
2.	Stacje gazowe	szt.	896
3.	Węzły	szt.	44
4.	Tłocznie	szt.	19

Źródło: Gaz-System S.A.

Infrastrukturę systemu przesyłowego (stan na dzień 31 grudnia 2016 r.) według struktury wiekowej istniejących gazociągów przedstawia tabela 7 i rysunek 6.

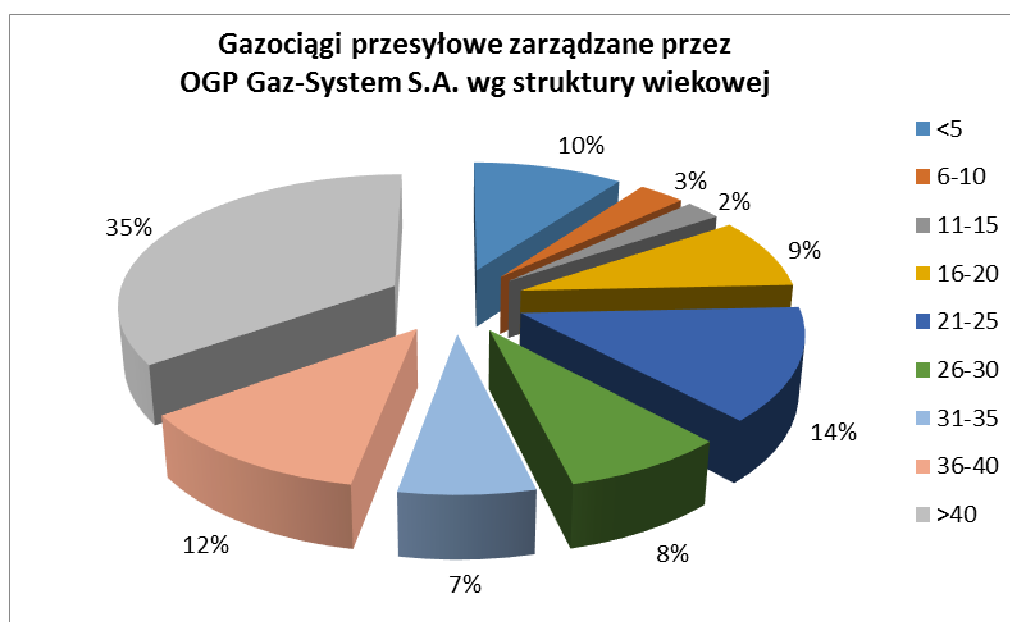
Tabela 7. Gazociągi przesyłowe zarządzane przez Gaz-System S.A. według struktury wiekowej, stan na dzień 31 grudnia 2016 r.

Przedział wiekowy	Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej [km]	%
Poniżej 5 lat	1 110,6	10,10%
6-10 lat	343,7	3,13%
11-15 lat	266,2	2,42%
16-20 lat	948	8,63%
21-25 lat	1 511,7	13,76%
26-30 lat	893,1	8,13%
31-35 lat	743,2	6,76%
36-40 lat	1 341	12,20%
Powyżej 40 lat	3 831,5	34,87%
Razem	10 989	100%

Źródło: Gaz-System S.A.

10 Liczba fizycznych punktów wyjścia z systemu przesyłowego, czyli miejsc odbioru paliwa gazowego o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przesył do punktów wyjścia na połączeniu z obszarami dystrybucyjnymi i siecią dystrybucyjną niebędącą obszarem dystrybucyjnym gazu, ładowanie zbiorników PMG, eksport oraz odbiorców końcowych. Zestawienie nie uwzględnia punktu wyjścia SGT w Mallnow.

Rysunek 6. Gazociągi przesyłowe zarządzane przez Gaz-System S.A. według struktury wiekowej stan na dzień 31 grudnia 2016.



Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Energii na podstawie danych Gaz-System S.A.

System przesyłowy zarządzany przez Gaz-System S.A. zasilany jest w gaz poprzez następujące punkty wejścia:

1. Punkty wejścia związane z importem gazu:

- a) granica wschodnia:
 - Drozdowicze – granica polsko-ukraińska,
 - Wysokoje – granica polsko-białoruska;
- b) granica zachodnia:
 - Lasów – granica polsko-niemiecka,
- c) granica południowa:
 - Cieszyn – granica polsko-czeska;
- d) układ Systemu Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamał - Europa):
 - Punkt Wzajemnego Połączenia (fizyczne punkty wejścia we Włocławku i Lwówku),
 - Mallnow (rewers wirtualny);
- e) połączenia lokalne realizujące import lokalny:
 - Tietierowka – granica polsko-białoruska,
 - Gubin – na granicy polsko-niemieckiej,

- Branice – na granicy polsko-czeskiej;
 - f) punkt wejścia z terminalu LNG w Świnoujściu funkcjonujący od czerwca 2016 r.
2. Punkty wejścia związane ze złożami krajowymi:
- a) kopalnie w systemie gazu wysokometanowego – 40 punktów wejścia,
 - b) odazotownie KRIO Odolanów i Grodzisk – łączące systemy gazu zaazotowanego i wysokometanowego (2 punkty wejścia do systemu gazu wysokometanowego),
 - c) węzły w systemie gazu zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Krobia, Kotowo, Chynów, Nowe Tłoki,
 - d) kopalnie w systemie gazu zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Mchy, Radlin, Roszków i Szczyglice.
3. Punkty wejścia związane z podziemnymi magazynami gazu PMG – w 2016 r. do systemu przesyłowego podłączonych było 7 instalacji w systemie gazu wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu są punktami wejścia do systemu:
- GIM Sanok – obejmująca instalacje magazynowe PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica;
 - GIM Kawerna – obejmująca instalacje magazynowe KPMG Mogilno oraz KPMG Ksakowo, oraz
 - odrębna Instalacja Magazynowa Wierzchowice – w skład, której wchodzi PMG Wierzchowice.

W 2016 r. spółka Gaz-System S.A. świadczyła usługi przesyłania paliw gazowych poprzez krajowy system przesyłowy dla 103 podmiotów (dla porównania w 2015 r. było to 84 podmioty, a w 2014 r. - 23 podmioty). Ponadto, w 2016 r. spółka świadczyła usługi przesyłowe na zasadach rewersu w punkcie wejścia Mallnow na gazociągu Jamał - Europa dla 37 podmiotów (w 2015 r było to 25 podmiotów, a w 2014 r. - 16 podmiotów).

System Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa

Właścicielem polskiego odcinka gazociągu biegnącego z Rosji poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej jest SGT EuRoPol GAZ S.A. Akcjonariuszami SGT EuRoPol GAZ S.A. są: OOO „Gazprom Eksport” (48%), PGNiG S.A. (48%) oraz Gas - Trading S.A. (4%).

Gazociąg przebiega przez terytorium Polski od granicy polsko-białoruskiej w rejonie miejscowości Kondratki do granicy polsko-niemieckiej w rejonie miejscowości Górzycy, a długość polskiego odcinka wynosi 684 km.

Parametry techniczne gazociągu Jamał - Europa:

- ciśnienie robocze - 8,4 MPa,
- średnica gazociągu - DN1400,
- 1 punkt wejścia – Kondratki,
- 3 punkty wyjścia - Mallnow, Lwówek, Włocławek,
- 5 tłoczni gazu o łącznej mocy 400 MW - TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły,
- przepustowość - 30,72 mld m³/rok [337 060 GWh/rok], w tym PWP (Punkt Wzajemnego Połączenia) do polskiego systemu gazowego (Włocławek i Lwówek) o technicznej przepustowości ok. 30 mln m³/d [329 GWh/d].

W 2016 r. polskim odcinkiem gazociągu tranzytowego przesłano ok. 29,87 mld m³ [336 295 GWh] gazu ziemnego dla OOO „Gazprom Eksport” oraz ok. 4,63 mld m³ [52 062 GWh] na potrzeby krajowe (w tym rewers wirtualny 2,108 mld m³ [23 726 GWh]).

5.2. Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego – planowane i realizowane projekty

Głównym elementem zapewniającym bezpieczeństwo energetyczne kraju jest dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, jak również rozbudowa infrastruktury gazowej, w szczególności połączeń międzysystemowych. Działania te przyczyniają się do liberalizacji rynku gazu ziemnego oraz bezpośrednio wpływają na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do kraju.

Terminal do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu

Budowa terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu została zakończona w 2015 r. W pierwszych miesiącach 2016 r. terminal zakończył fazę rozruchu i w czerwcu 2016 r. rozpoczął przyjmowanie komercyjnych dostaw. Zdolności regazyfikacyjne terminalu LNG w Świnoujściu wynoszą 5 mld m³/rok [54 860 GWh/rok].

Polski terminal jest kluczowym obiektem infrastruktury z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu nie tylko dla Polski, ale i krajów sąsiedzkich. Dostęp do terminalu w Świnoujściu jest otwarty dla wszystkich zainteresowanych.

W dniu 11 maja 2016 r. Prezes URE udzielił spółce Polskie LNG S.A. koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego do dnia 31 grudnia 2030 r. i wyznaczył spółkę Polskie LNG S.A. operatorem systemu skraplania gazu ziemnego na terminalu LNG na ww. okres. W dniu 2 czerwca 2016 r. Prezes URE zatwierdził ustaloną przez spółkę Polskie LNG S.A. taryfę dla

usług regazyfikacji LNG obowiązującą do dnia 31 grudnia 2016 r. W dniu 16 grudnia 2016 r. Prezes URE zatwierdził nową taryfę dla usług regazyfikacji LNG. Taryfa obowiązuje w okresie od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2017 r.

W 2016 r. miało miejsce 9 dostaw skroplonego gazu ziemnego do terminalu w Świnoujściu - 8 dostaw z Kataru i 1 z Norwegii, co stanowi 1,042 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Gaz z Kataru został zakupiony na mocy kontraktu długoterminowego zawartego pomiędzy PGNiG S.A. i Qatargas Operating Company Limited, natomiast gaz z Norwegii jako dostawa spotowa.

GK PGNiG, poprzez spółkę PGNiG Supply and Trading GmbH w czerwcu 2016 r. otworzyła biuro handlowe LNG w Londynie, gdzie prowadzony jest obrót gazem LNG w krótkoterminowym i średnioterminowym horyzoncie czasu.

Brama Północna

W ramach koncepcji Bramy Północnej realizowane są dwa projekty. Pierwszy zakłada rozbudowę oddanego do użytku w lipcu 2016 r. terminalu LNG w Świnoujściu. Drugim projektem jest Baltic Pipe, a więc budowa połączenia gazowego z Polski przez Danię ze złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Projekt ten stanowi dla Polski strategiczny i pierwszoplanowy priorytet. Jego realizacja umożliwi podejmowanie suwerennych, wolnych od zobowiązań politycznych i w pełni autonomicznych działań w obszarze zaopatrzenia w gaz ziemny.

Projekt Baltic Pipe obejmuje:

- budowę połączenia Norwegia – Dania (tzw. „wpinka” do norweskiego systemu przesyłowego);
- rozbudowę duńskiego systemu przesyłowego (z zachodu na wschód);
- budowę połączenia Dania – Polska;
- rozbudowę polskiego systemu przesyłowego.

Celem powstania Baltic Pipe jest realna dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego dla regionu Europy Środkowej (Polski, Czech, Słowacji oraz Ukrainy) oraz regionu Bałtyckiego (Dania, Szwecja, Litwa, Łotwa, Estonia).

W lipcu 2015 r. projekt połączenia Polska–Dania otrzymał wsparcie finansowe z instrumentu CEF-Energy na prace projektowe w wysokości 0,4 mln EUR oraz znalazł się na opublikowanej w listopadzie 2015 r. drugiej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym, otrzymując status projektu PCI w ramach Planu działań na rzecz

integracji rynku energii w obszarze Morza Bałtyckiego (BEMIP – *Baltic Energy Market Interconnection Plan*).

W 2016 r. Gaz-System S.A. oraz duński operator Energinet.dk prowadzili pracę nad opracowaniem Studium Wykonalności połączenia międzysystemowego Polska–Dania, które zakończone zostały w grudniu 2016 r. W konsekwencji zdefiniowane zostały parametry techniczne projektu Baltic Pipe umożliwiające przesył gazu na poziomie do 10 mld m³ rocznie. Ponadto, w dniu 25 listopada 2016 r. podpisana została trójstronna umowa „Study Agreement” pomiędzy Gaz-System S.A., Energinet.dk i norweskim operatorem Gassco S.A. na opracowanie Studium Wykonalności połączenia Norwegia–Dania. Prace nad Studium Wykonalności przedmiotowego połączenia zakończone zostały w grudniu 2016 r.

Dodatkowo operatorzy polskiego i duńskiego systemu przesyłowego – Gaz-System S.A. oraz Energinet.dk w dniu 6 grudnia 2016 r. uruchomili konsultacje rynkowe dla Regulaminu Open Season 2017. Konsultacje trwały do dnia 6 stycznia 2017 r. Wiążąca procedura Open Season została uruchomiona w czerwcu 2017 r. Ma ona na celu umożliwienie uczestnikom rynku przedstawienia właściwym operatorom sieci przesyłowych pozytywnych sygnałów inwestycyjnych, niezbędnych do realizacji projektu Baltic Pipe, zapewniając przejrzystość i równe traktowanie wszystkich uczestników.

Drugim projektem składającym się na koncepcję Bramy Północnej jest planowana rozbudowa przepustowości terminalu LNG w Świnoujściu. Po zakończeniu prac moce regazyfikacyjne wzrosną z obecnych 5 mld m³ do 7,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie. W zależności od rozwoju rynku gazu ziemnego, istnieje możliwość rozbudowy terminalu nawet do 10 mld m³/rok. Rozbudowa zdolności regazyfikacyjnych ma na celu umożliwienie zwiększonych dostaw gazu z nowych źródeł dla państw regionu Europy Środkowej i Ukrainy, a także innych państw, przez które przebiegać będzie Korytarz Północ-Południe. Dostęp do terminala w Świnoujściu jest otwarty dla wszystkich zainteresowanych.

Rozbudowa terminalu w Świnoujściu pozwoli ponadto na uzyskanie dodatkowych, nowoczesnych funkcjonalności takich jak bunkrowanie statków, zwiększenie możliwości przeładunkowych na cysterny samochodowe, umożliwienie przeładunku LNG na kolej oraz mniejsze jednostki pływające. Dzięki tym funkcjonalności terminal w Świnoujściu będzie mógł pełnić rolę stacji paliw dla statków pływających po Morzu Bałtyckim zasilając je czystym i ekologicznym paliwem, a także będzie stanowił bazę przeładunkową LNG dla mniejszych terminali, tzw. terminali satelitarnych.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska – Ukraina

Połączenie polskiego systemu przesyłowego z systemem ukraińskim jest elementem gazowego Korytarza Północ–Południe łączącego terminal LNG w Świnoujściu z krajami Europy Środkowej i Wschodniej poprzez systemy przesyłowe poszczególnych państw i połączenia transgraniczne. Nowe połączenie ma na celu zabezpieczenie dostaw gazu ziemnego z Polski do Ukrainy, a także zabezpieczenie dostaw z Ukrainy do państw UE. Rozbudowa połączenia gazowego pozwoli również na uzyskanie dostępu do infrastruktury magazynowej i przesyłowej Ukrainy oraz rozwój handlu gazem ziemnym z państwami Grupy Wyszehradzkiej.

Spółki zaangażowane w projekt to Gaz-System S.A. i ukraiński PJSC „UKRTRANSGAZ”. Długość projektowanego połączenia to 1,5 km po stronie Polskiej i 110 km po stronie Ukrainy a przepustowość ok. 5-7 mld m³/rok w kierunku Polski i ok. 5-8 mld m³/rok w kierunku Ukrainy.

Niezbędna dla funkcjonowania połączenia infrastruktura przewidziana do budowy na terenie Polski to:

- Gazociąg Hermanowice – Strachocina;
- Gazociąg Hermanowice – granica Polski wraz ze stacją pomiarową;
- Tłocznia Strachocina.

Dostawy gazu ziemnego w kierunku Ukrainy od listopada 2012 r. realizowane są przez punkt Hermanowice. Usługa ta jest realizowana na zasadach przerywanych, co oznacza, że może być przerwana lub ograniczona ze względu na niekorzystne warunki rozptywu gazu w sieciach polskiej lub ukraińskiej. Aktualnie maksymalne techniczne możliwości przesyłu gazu przez punkt Hermanowice w kierunku Ukrainy wynoszą ok. 1,5 mld m³/rok.

W 2016 r. spółki zaangażowane w projekt uzyskały niezbędne zgody korporacyjne na projektowanie gazociągu oraz rozpoczęto etap planowania. W dniu 19 grudnia 2016 r., po zakończeniu prac nad Studium Wykonalności, Gaz-System S.A. i UKRTRANSGAZ podpisały umowę o współpracy, która obejmuje współpracę operatorów podczas projektowania, jak i budowy nowego połączenia. Umowa o współpracy przewiduje przeprowadzenie wiążącej procedury Open Season. Ponadto w październiku 2016 r. Wspólnota Energetyczna przyznała projektowi budowy połączenia Polska–Ukraina statusu PMI - projektu wzajemnego zainteresowania (Project of Mutual Interest).

Projekt połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja

Projekt połączenia międzysystemowego Polska–Słowacja realizowany będzie wspólnie przez spółki Gaz-System S.A. oraz Eustream A.S., słowackiego operatora systemu przesyłowego. W 2016 r. obie spółki kontynuowały prace projektowe. W sierpniu 2016 r. spółki zaangażowane w projekt podpisały umowę „*Agreement on the binding open season procedure*” w zakresie uruchomienia wiążącej procedury Open Season. Procedura Open Season została przeprowadzona w dniach od 26 sierpnia do dnia 9 września 2016 r. W trakcie przeprowadzonej procedury dostępna zdolność na punktach wejścia i wyjścia Polska-Słowacja nie została alokowana.

Planowana przepustowość połączenia Polska–Słowacja szacowana jest na 5,7 mld m³/rok [62 540 GWh/rok] w kierunku Polski oraz 4,7 mld m³/rok [51 564 GWh/rok] w kierunku Słowacji.

Niezbędna dla funkcjonowania połączenia infrastruktura przewidziana do budowy na terenie Polski to:

- Gazociąg Tworóg – Tworzeń;
- Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń;
- Gazociąg Strachocina – Pogórska Wola;
- Gazociąg Strachocina – granica Polski;
- Tłocznia Strachocina.

Projekt połączenia gazowego Polska – Słowacja, w listopadzie 2015 r. znalazł się na drugiej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym, otrzymując status projektu PCI w ramach gazowego połączenia międzysystemowego Północ–Południe w Europie Środkowej i Wschodniej.

W 2014 r. projekt otrzymał dofinansowanie z CEF na prace studialne i projektowe w wysokości 50% kosztów kwalifikowanych. W 2017 r. dofinansowanie w wysokości ok. 108 mln EUR przyznano na przeprowadzenie prac budowlanych. Projekt powinien zostać ukończony na przełomie 2021 i 2022 r.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska – Litwa (GIPL)

Projekt połączenia Polska–Litwa stanowi element integrowania europejskich systemów gazowych i kształtowania zliberalizowanego rynku gazu w północno-wschodniej części Europy. Projekt umożliwi integrację rynku gazu w rejonie Morza Bałtyckiego, a także zmniejszenie uzależnienia krajów bałtyckich i Finlandii od dostaw gazu wyłącznie z jednego kierunku. Projekt ten jest kluczowym elementem Planu działań na rzecz integracji rynku

energii w obszarze Morza Bałtyckiego (BEMIP- Baltic energy market interconnection plan), dzięki czemu w listopadzie 2015 r. znalazł się na drugiej liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI).

Projektowany gazociąg przebiegać będzie przez województwa mazowieckie, podlaskie i warmińsko-mazurskie, przez obszary ze słabo rozwiniętą infrastrukturą gazową. Tym samym realizacja projektu GIPL połączona z rozwojem sieci dystrybucji zwiększy dostępności paliwa gazowego w północno-wschodniej Polsce.

W 2016 r. spółki zaangażowane w projekt, Gaz-System S.A. oraz Amber Grid kontynuowały działania w zakresie prac projektowych na mocy zawartej w czerwcu 2015 r. umowy na projektowanie gazociągu.

Planowana zdolność przesyłowa projektu w kierunku Litwy szacowana jest na ok. 2,4 mld m³/rok [26 333 GWh/rok] oraz 1,7 mld m³/rok [18 652 GWh/rok] w kierunku Polski.

Projekt rozbudowy połączenia międzysystemowego Polska - Czechy

Projekt połączenia międzysystemowego Polska–Czechy jest jednym z istotnych elementów budowy systemu przesyłowego regionu Europy Środkowej, zintegrowanego w ramach koncepcji gazowego korytarza Północ-Południe. Projekt połączenia międzysystemowego z Czechami realizowany jest przez spółkę Gaz-System S.A. wspólnie ze spółką Net4Gas – czeskim operatorem systemu przesyłowego.

Po zakończeniu w 2011 r. I etapu rozbudowy połączenia polsko-czeskiego, spółki rozpoczęły prace w zakresie zwiększenia zdolności przesyłowych nowego połączenia. Projekt przewiduje budowę nowego połączenia transgranicznego Polska-Czechy o długości ok. 107,6 km (Libhost–Hat–Kędzierzyn), umożliwiającego przesył gazu w ilości do 6,5 mld m³/rok [71 318 GWh/rok] w kierunku Polski. Projekt zakłada także możliwość odwróconego przepływu, tj. z Polski do Czech na poziomie 5 mld m³/rok [54 860 GWh]. W listopadzie 2015 r. projekt połączenia gazowego Polska–Czechy w ramach Korytarza gazowego Północ–Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej znalazł się na drugiej liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI).

Projekt rozbudowy zdolności przesyłowych pomiędzy Polską a Czechami przyczyni się do integracji rynków gazowych krajów V4. Połączenie to zapewni państwom Grupy Wyszehradzkiej dostęp do nowych źródeł gazu ziemnego w szczególności terminalu LNG w Świnoujściu i gazu norweskiego.

Niezbędna dla funkcjonowania połączenia infrastruktura przewidziana do budowy na terenie Polski to:

- Gazociąg Czeszów – Wierzchowice;
- Gazociąg Czeszów – Kiełczów;
- Gazociąg Zdieszowice – Wrocław;
- Gazociąg Zdieszowice – Kędzierzyn;
- Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn;
- Gazociąg Kędzierzyn – granica Polski;
- Tłocznia Kędzierzyn.

W 2016 r. spółki zaangażowane w projekt kontynuowały działania w zakresie prac przedinwestycyjnych mających na celu określenie uwarunkowań prawno-regulacyjnych, organizacyjno-technicznych oraz ekonomicznych możliwości realizacji planowanego połączenia.

5.3. Raport z postępów w rozwoju infrastruktury liniowej - rozbudowa systemu przesyłowego.

Gaz-System S.A. w 2016 r. w celu zapewnienia bezpieczeństwa przesyłu gazu krajowym systemem przesyłowym zrealizował prace inwestycyjne, w tym modernizacyjne i remontowe, na łączną kwotę ok. 462,9 mln zł.

W 2016 r. Prezes URE uzgodnił Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe opracowany przez Gaz-System S.A. na lata 2016–2025. Plan Rozwoju na lata 2016-2025 stanowi kontynuację programów rozwoju infrastruktury przesyłowej zdefiniowanych w poprzednim Planie Rozwoju na lata 2014-2023 i przewiduje szereg zadań związanych z rozbudową i modernizacją wewnętrznego systemu przesyłowego oraz budową nowych połączeń z systemami krajów sąsiednich.

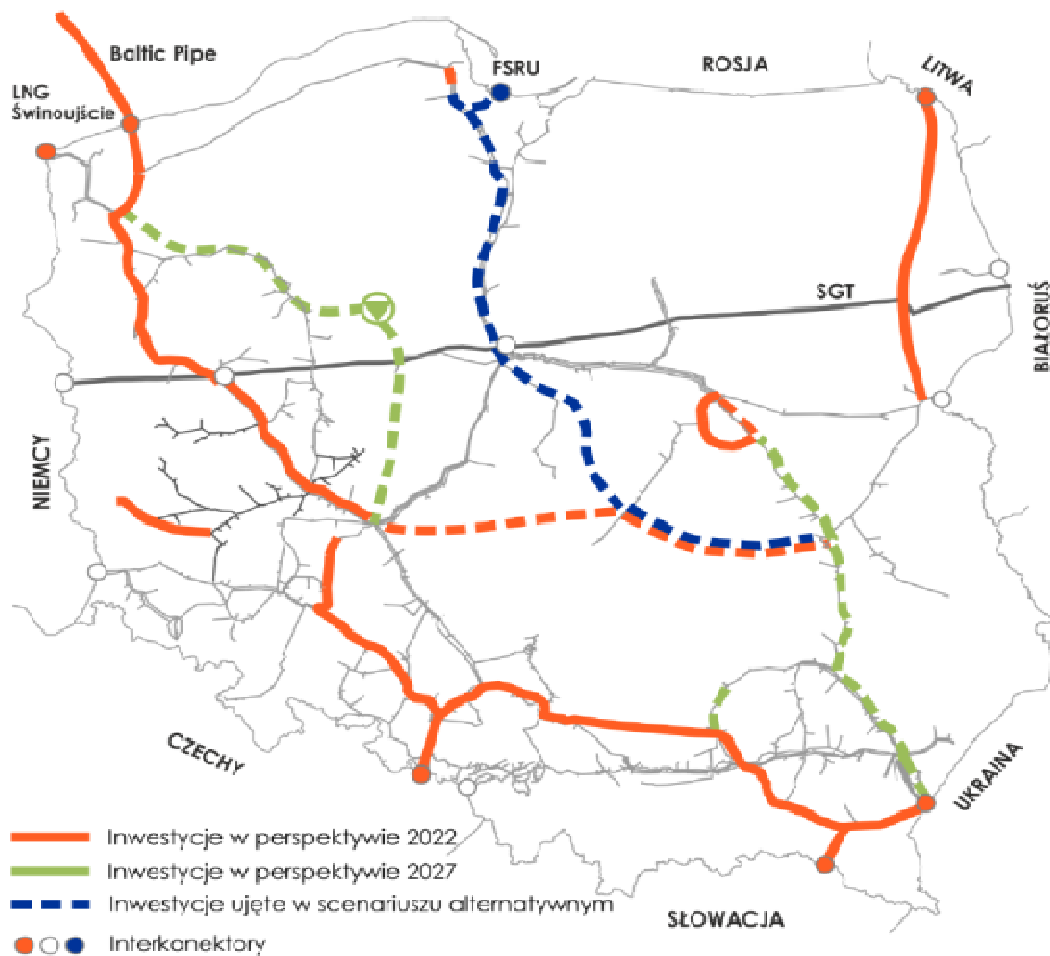
Inwestycje Gaz-System S.A. ujęte w długoterminowych planach rozwoju spółki podzielone zostały na dwie perspektywy:

- Perspektywa 2020 – obejmująca kontynuację rozpoczętych programów inwestycyjnych zdefiniowanych w Planie Rozwoju na lata 2014-2023 związanych w szczególności z budową gazowego Korytarza Północ-Południe (odcinek zachodni i południowy) oraz integracji rynku gazu państw bałtyckich z rynkiem gazu w Europie Środkowo-Wschodniej;

- Perspektywa 2025 - uwzględni kierunkowo zadania inwestycyjne, co do których decyzje inwestycyjne będą podejmowane w zależności od stopnia rozwoju rynków gazu w Polsce i w regionie.

W 2016 r. przygotowana została przez spółkę aktualizacja Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju na lata 2018-2027, który znajduje się obecnie na etapie uzgodnień z Prezesem URE.

Rysunek 8. Inwestycje planowane do realizacji w latach 2018-2027 przez Gaz-System S.A.



Inwestycja		Średnica DN [mm]	Długość [km]
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2022			
1	Lwówek – Odolanów	1000	168
2	Czeszów – Wierzchowice	1000	14
3	Czeszów – Kielczów	1000	33
4	Polkowice – Żary	300	64
5	Zdzieszowice – Wrocław	1000	130
6	Zdzieszowice – Kędzierzyn	1000	19
7	Polska – Czechy	1000	54
8	Tworóg – Kędzierzyn	1000	43
9	Tworóg -Tworzeń	1000	56
10	Pogórska Wola – Tworzeń	1000	160
11	Strachocina – Pogórska Wola	1000	98
12	Polska – Słowacja	1000	58
13	Hermanowice – Strachocina	700	72
14	Rembelszczyzna - Mory	700	28
15	Mory – Wola Karczewska	700	91
16	Polska – Litwa	700	357
17	Goleniów – Płoty	700	41
18	Wiczlino – Reszki	700	8
19	Rembelszczyzna – Wola Karczewska*	1000	54
20	Niechorze – Płoty	1000	40
21	Baltic Pipe	900	280
22	Goleniów - Lwówek	1000	188
23	Łódź – Wronów*	1000	265
24	Odolanów – Łódź*	1000	140
25	Gustorzyn – Łódź*	1000	145
26	Reszki – Gustorzyn*	1000	250
27	Przyłączenie FSRU		
28	Polska – Ukraina	1000	2
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2027			
28	Wola Karczewska – Wronów*	1000	81
29	Rozwadów – Końskowola – Wronów*	700	103
30	Jarostaw – Rozwadów*	700	60
31	Hermanowice – Jarostaw*	700	39
32	Śwarzów – Zborów*	700	133
33	Damastawek – Goleniów*	1000	250
34	Damastawek – Mogilno*	1200	50
35	Mogilno – Odolanów*	1000	150
36	KPMG Damastawek	X	X
*projektowanie			

Źródło: Gaz-System S.A. Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2018-2027 – projekt.

W 2016 r. Gaz-System S.A. w ramach realizacji zadań kluczowych zakończył zadanie inwestycyjne – Budowa Tłoczni Jeleniów II o mocy 11,4 MW.

W 2016 r. Gaz-System S.A. kontynuował następujące projekty inwestycyjne (perspektywa 2016 – 2018):

- I. Faza realizacji - według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. w fazie realizacji znajdowało się 5 projektów, przy czym dla 4 z nich podpisano umowy na roboty budowlane:
 - gazociąg Czeszów – Kiełczów;
 - gazociąg Czeszów – Wierzchowice;
 - gazociąg Lwówek – Odolanów (etap I i II),
 - rozbudowa Tłoczni gazu Rembelszczyzna - zgodnie z zawartym w listopadzie 2016 r. porozumieniem inwestycja została zawieszona;
 - Tłocznia Gazu Odolanów – planowany termin zakończenia projektu to połowa 2018 r.
- II. Faza projektowania - w fazie projektowania na koniec 2016 r. znajdowało się 14 projektów, w tym dla większości projektów uzyskano część decyzji administracyjnych:
 - gazociąg Zdieszowice – Wrocław etap I i II (uzyskano decyzję środowiskową i decyzję lokalizacyjną, w grudniu 2016 r. opracowano dokumentację wykonawczą);
 - gazociąg Zdieszowice – Kędzierzyn (uzyskano decyzję środowiskową i decyzję lokalizacyjną, opracowano dokumentację wykonawczą, w listopadzie 2016 r. uzyskano pozwolenie na budowę.);
 - gazociąg Tworóg – Kędzierzyn (uzyskano decyzję środowiskową i decyzję lokalizacyjną);
 - gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej i w grudniu 2016 r. uzyskano decyzję środowiskową, złożono wniosek o wydanie decyzji lokalizacyjnej);
 - gazociąg Strachocina – Pogórska Wola (uzyskano decyzję środowiskową i decyzję lokalizacyjną, w grudniu 2016 r. opracowano dokumentację wykonawczą i uzyskano pozwolenie na budowę);
 - gazociąg Rembelszczyzna – Mory (podpisano umowę na projektowanie i złożono wniosek o wydanie decyzji środowiskowej);
 - gazociąg Mory – Wola Karczewska (podpisano umowę na projektowanie i złożono wniosek o wydanie decyzji środowiskowych);
 - gazociąg Hermanowice – Strachocina (uzyskano pozwolenie na budowę, trwa przetarg na wybór wykonawcy);

- gazociąg Tworóg – Tworzeń (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej i uzyskano decyzję środowiskową);
- gazociąg Szczecin - Gdańsk - etap V: Goleniów – Płoty (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej, uzyskano decyzję środowiskową i złożono wnioski o wydanie decyzji lokalizacyjnej);
- gazociąg Szczecin - Gdańsk - etap VI: Reszki - Wiczlino (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej, złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowych);
- połączenie międzysystemowe Polska – Słowacja (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej, złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowych);
- połączenie międzysystemowe Polska – Litwa (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej, złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowych);
- połączenie międzysystemowe Polska – Czechy (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej, uzyskano decyzję środowiskową i złożono wnioski o wydanie decyzji lokalizacyjnej).

5.4. Rozbudowa pojemności instalacji magazynowych

W 2016 r. spółka PGNiG S.A. kontynuowała działania w zakresie rozbudowy istniejących i budowy nowych pojemności magazynowych w ramach „Programu rozwoju pojemności czynnej PMG” polegające na:

1. Budowie KPMG Kosakowo

Celem budowy KPMG Kosakowo jest stabilizacja zasilania w paliwa gazowe rejonu Trójmiasto-Koszalin. W 2016 r. prowadzone były dalsze prace związane z budową kawern. W grudniu 2016 r. oddana została do eksploatacji ostatnia komora klastra A zwiększająca pojemność czynną magazynu do 119 mln m³. Ponadto, prowadzone były prace nad budową 3 kolejnych komór klastra B. Po zakończeniu rozbudowy pojemność czynna KPMG Kosakowo wyniesie co najmniej 250 mln m³ [2 743 GWh]. Zakończenie inwestycji planowane jest na 2021 r.

2. Rozbudowie KPMG Mogilno

W ramach rozbudowy KPMG Mogilno w 2016 r. przeprowadzono modernizację instalacji sprężonego powietrza – realizacja zadania zwiększyła bezpieczeństwo pracy instalacji technologicznej oraz bezpieczeństwo obsługi i utrzymania ciągłości pracy magazynu. Ponadto, prowadzono budowę Aparatury Kontrolno-Pomiarowej i Automatyki III

– zakończenie zadania inwestycyjnego planowane jest w połowie 2017 r. Na koniec 2016 r. pojemność czynna KPMG Mogilno wyniosła 594,7 mln m³.

3. Rozbudowie PMG Brzeźnica

W 2016 r. zakończono prace związane z rozbudową PMG Brzeźnica do pojemności czynnej 100 mln m³ [1 097 GWh]. Prowadzone były prace zmierzające do dokonania odbioru inwestycji. Podpisanie protokołu odbioru końcowego planowane jest w połowie 2017 roku.

W 2016 r. Gaz-System S.A. prowadził analizy związane z możliwością rozszerzenia działalności o segment podziemnego magazynowania gazu zgodnie ze strategią spółki na lata 2016-2025. Podstawowym scenariuszem jest budowa magazynu w Damasławku w województwie kujawsko-pomorskim, alternatywnym - w Białogardzie w województwie pomorskim.

Realizacja projektów budowy nowych i rozbudowy podziemnych magazynów gazu w znaczący sposób przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zwiększenie pojemności magazynowych, które mogą zostać wykorzystane do utrzymywania zapasów handlowych wykorzystywanych do bilansowania systemu oraz w sytuacjach awaryjnych.

5.5. Wykorzystanie funduszy Unii Europejskiej

Większość projektów infrastrukturalnych sektora gazowego, z uwagi na ich strategiczny charakter, została zgłoszona do dofinansowania z unijnych programów wsparcia. Pozyskanie przez Polskę środków na współfinansowanie strategicznych projektów gazowych umożliwi efektywną realizację inwestycji zwiększających bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz przyczynia się do większej integracji rynków gazu ziemnego w Europie Środkowej, jak również wpływa na zmniejszenie kosztów ponoszonych przez odbiorców.

W 2016 r. spółki realizujące inwestycje z obszaru infrastruktury gazowej zgłosiły szeroką listę projektów z zamiarem ubiegania się o wsparcie finansowe z budżetu UE w ramach *Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko* 2014 – 2020 (POIiŚ).

Ponadto, w ramach instrumentu finansowego „Łącząc Europę” – (CEF), Gaz-System S.A jako promotor projektów transgranicznych planowanych do realizacji na terytorium Polski, skutecznie ubiegał się o bezzwrotne dofinansowanie dla realizacji prac budowlanych związanych z połączeniem gazowym Polska-Słowacja. Przyznana kwota wsparcia to ok. 108 mln EUR do podziału ze słowackim partnerem, spółką Eustream a.s.

W 2016 r. przedstawiciele Ministerstwa Energii aktywnie uczestniczyli w pracach Grup regionalnych ds. połączeń gazowych w regionach: Północ-Południe odcinek wschodni, Morza Bałtyckiego (BEMIP) oraz Południowego Korytarza Gazowego, powstałych w związku z przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej. Celem prac Grup regionalnych jest selekcja projektów priorytetowych dla europejskiej infrastruktury energetycznej z punktu widzenia integracji rynku unijnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. Są to tzw. Projekty wspólnego zainteresowania (PCI). Druga lista PCI została ogłoszona 18 listopada 2015 r. i objęła 5 projektów z zakresu infrastruktury gazowej planowanych do realizacji na terytorium Polski:

- gazociąg Polska-Litwa;
- gazociąg Baltic Pipe (Polska-Dania);
- rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu;
- połączenie Polska-Czechy (Libhošť–Hat–Kędzierzyn) wraz z rozbudową systemu przesyłowego w Polsce Zachodniej:
 - gazociąg Lwówek – Odolanów,
 - tłocznia Odolanów,
 - gazociąg Czeszów – Wierzchowice,
 - gazociąg Czeszów – Kiełczów,
 - gazociąg Zdzieszowice – Wrocław,
 - gazociąg Zdzieszowice – Kędzierzyn,
 - gazociąg Tworóg – Tworzeń,
 - gazociąg Tworóg – Kędzierzyn,
 - gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń,
 - gazociąg Strachocina – Pogórska Wola;
- połączenie Polska-Słowacja wraz z rozbudową infrastruktury przesyłowej w Polsce Wschodniej:
 - tłocznia Rembelszczyzna,
 - gazociąg Rembelszczyzna – Wola Karczewska,
 - gazociąg Wola Karczewska – Wronów,
 - węzeł Wronów,
 - gazociąg Rozwadów – Końskowola – Wronów,
 - gazociąg Jarosław – Rozwadów,
 - gazociąg Hermanowice – Jarosław,

- gazociąg Hermanowice – Strachocina.

Obecność projektu na liście PCI gwarantuje przyśpieszoną ścieżkę przyznawania pozwoleń i decyzji środowiskowych zgodnie z przepisami rozporządzenia, wsparcie regulacyjne i instytucjonalne, a także możliwość uzyskiwania współfinansowania w ramach instrumentu finansowego „Łącząc Europę” – CEF. W 2016 r. rozpoczęły się prace nad III listą PCI, która zostanie ogłoszona pod koniec 2017 r.

1. Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020

Środki unijne przyznane w okresie programowania na lata 2007-2013 pozwoliły na modernizację systemu gazowego poprzez budowę ok. 1000 km gazociągów przesyłowych, budowę i modernizację ok 1700 km gazociągów dystrybucyjnych oraz rozbudowę pojemności magazynowych o ok. 1 mld metrów sześć., jednakże skala potrzeb jest nadal olbrzymia. W obecnej perspektywie unijnej 2014-2020 planowane są działania związane z dywersyfikacją dostaw gazu ziemnego z kierunków północnego, zachodniego i południowego, inwestycjami w budowę i modernizację sieci dystrybucyjnych gazu (w szczególności gazociągów wysokiego ciśnienia). Dlatego też priorytetowo traktowane są inwestycje w inteligentną krajową sieć przesyłową i dystrybucyjną, tak by do roku 2020 zakończyć budowę podstawowych elementów systemu „gas smart grid” zwiększając tym samym jego elastyczność i efektywność poprzez połączenie usługi przesyłowej, dystrybucyjnej i regazyfikacyjnej.

W ramach przeprowadzonej w grudniu 2016 r. aktualizacji Listy Projektów Strategicznych, budżet przeznaczony na projekty z sektora gazu ziemnego został w pełni alokowany.

Przesył gazu- dofinansowanie

LP	Tytuł projektu	Wnioskodawca	Szacowana całkowita wartość projektu (mln PLN)	Szacowany wkład UE (mln PLN)
1.	Gazociąg Czeszów-Wierzchowice	Gaz-System S.A.	104,9	42
2.	Gazociąg Hermanowice-Strachocina	Gaz-System S.A.	295,8	163
3.	Gazociąg Lwówek-Odolanów	Gaz-System S.A.	847,2	433,2
4.	Gazociąg Zdzeszowice-Wrocław	Gaz-System S.A.	864	485
5.	Modernizacja systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku	Gaz-System S.A.	85,99	39,27
6.	Gazociąg Czeszów - Kiełczów	Gaz-System S.A.	154,33	85,72
7.	Gazociąg Tworóg - Kędzierzyn	Gaz-System S.A.	209,01	111,83
8.	Gazociąg Podgórska Wola - Strachocina	Gaz-System S.A.	428,87	229,47
9.	Gazociąg Pogórska Wola -	Gaz-System S.A.	674,06	360,65

	Tworzeń			
10.	Gazociąg Tworóg - Tworzeń	Gaz-System S.A.	265,41	142,00
		Łącznie:	3930	2092

Dystrybucja gazu – dofinansowanie

LP	Tytuł projektu	Wnioskodawca	Szacowana całkowita wartość projektu (mln PLN)	Szacowany wkład UE (mln PLN)
1.	Budowa sieci gazowej wysokiego oraz średniego ciśnienia o długości około 13,5 km oraz średniego ciśnienia o długości około na terenie Szczawnicy i gmin ościennych o łącznej długości około 73 km	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	31,2	18
2.	Modernizacji gazociągu relacji Lewin Brzeski - Paczków odcinek Hanuszów - Otmuchów o długości około 13,5 km w celu poprawy warunków zasilania	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	9,8	7,8
3.	Przebudowa gazociągu Sandomierz – Ostrowiec Świętokrzyski o długości około 61 km	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	141,3	74,3
4.	Budowa sieci gazowej na terenie miasta Bielsk Podlaski	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	14,7	3,9
5.	Rozbudowa i modernizacja sieci gazowej na terenie aglomeracji białostockiej i gmin ościennych w celu poprawy warunków zasilania	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	11,5	1,5
6.	Przebudowa gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Lubienia - Parszów - Kielce o długości około 57 km wraz z budową gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Masłów - Mójcza o długości około 5 km	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	93,1	54,7
7.	Budowa gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Witnica - Gorzów Wlkp. o długości około 40 km oraz budowa sieci gazowej w Kostrzynie nad Odrą o długości około 12,5 km	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	58,1	13
8.	Budowa sieci gazowej wysokiego i średniego ciśnienia na terenie miasta Konin (Rumin), Tuliszków, Małanów, Władysławów, Rychwał, Grodziec o łącznej długości ok. 114 km	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	46,4	27,3
9.	Budowa sieci gazowej na terenie gminy Kłobuck, Wręczyca Wielka, Opatów i Krzepice	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	56,2	30,9
10.	Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia Kutno-Krośniewice o długości około 22 km wraz ze stacją gazową	DUON Dystrybucja S.A.	6,79	2,21
11.	Przebudowa gazociągu relacji Dąbrowa Górnicza-Szopienice	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o.	19,52	6,82
12.	Modernizacja gazociągu dystrybucyjnego Kaźmierzów-Jerzmanowa oraz budowa sieci gazowej dystrybucyjnej na obszarach	EWE Energia sp. z o. o.	3,70	2,55

	dotychczas niezgazyfikowanych w gminie Jerzmanowa			
13.	Budowa sieci dystrybucyjnej gazowej na obszarach dotychczas niezgazyfikowanych w powiatach brzezińskim, skierniewickim, łowickim i zgierskim	SIME Polska sp. z o. o.	8,40	4,33
14.	Budowa sieci dystrybucyjnej gazowej na obszarach dotychczas niezgazyfikowanych w powiecie sochaczewskim oraz w powiatach ościennych , tj. warszawskim - zachodnim i żyrardowskim	SIME POLSKA	7,11	3,32
15.	Modernizacja sieci gazowej w celu poprawy bezpieczeństwa energetycznego oraz warunków zasilania odbiorców na terenie Aglomeracji Warszawskiej	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	9,2	5,2
16.	Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia Skrzeszew - Nowy Dwór Mazowiecki wraz ze stacją gazową	DUON Dystrybucja SA	5,24	4,05
17.	Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia Małkinia Górna - Kosów Lacki z przyłączeniami	DUON Dystrybucja SA	5,21	3,97
		Łącznie:	527,47	263,85

Terminal LNG - dofinansowanie

LP	Tytuł projektu	Wnioskodawca	Szacowana całkowita wartość projektu (mln PLN)	Szacowany wkład UE (mln PLN)
1.	Rozszerzenie funkcjonalności terminala LNG w Świnoujściu	Polskie LNG S.A.	541,00	308,00

2. W ramach Europejskiego programu energetycznego na rzecz naprawy gospodarczej *European Energy Programme for Recovery (EEPR)* – decyzją KE, Polska otrzymała wsparcie finansowe na realizację czterech projektów inwestycyjnych związanych z infrastrukturą gazową. W 2016 r. zamknięto realizację ostatniego ze wspartych projektów w ramach tego programu. Poniżej lista wszystkich działań objętych wsparciem finansowym:

- budowa gazociągu DN 800 Świnoujście–Szczecin oraz budowa stacji kompresorowej w Goleniowie – dofinansowanie przyznane Gaz-System S.A. w wysokości 50 mln EUR (beneficjentem jest Gaz-System S.A.). – projekt zakończony w 2015 r;
- rozbudowa systemu przesyłowego w rejonie Lasowa (połączenie Polska-Niemcy) – w dniu 15 października 2010 r. KE podjęła decyzję o dofinansowaniu projektu. Wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - ok. 8,1 mln EUR - projekt zakończony;

- budowa połączenia międzysystemowego Polska - Czechy – w dniu 19 sierpnia 2010 r. KE podjęła decyzję o dofinansowaniu projektu realizowanego wspólnie przez Gaz-System S.A. i NET4GAS, s.r.o. Wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - 9,5 mln EUR - projekt zakończony;
- budowa terminalu LNG w Świnoujściu – w dniu 5 listopada 2010 r. KE podjęła decyzję o dofinansowaniu projektu. Wartość dofinansowania 79,6 mln EUR (beneficjentem jest Polskie LNG S.A oraz Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście) - realizacja projektu zakończona została w maju 2016 r.

2. Program TEN-E (*Trans-European Networks – Energy*) został ustanowiony na mocy decyzji Rady i Parlamentu Europejskiego nr 1364/2006 w sprawie transeuropejskich sieci energetycznych mający na celu rozbudowę i modernizację sieci europejskiej infrastruktury energetycznej. Począwszy od 2007 r., KE ogłaszała tzw. *call for proposal* na ubieganie się o wsparcie finansowe dla projektów priorytetowych z ww. programu. Odpowiedzialnym podmiotem za rozdział środków była KE, której propozycje zatwierdzane były następnie przez zbierający się dwa razy do roku komitet finansowy, składający się z przedstawicieli państw członkowskich UE. W 2016 r. kontynuowano prace nad ostatnim z dofinansowanych projektów. Poniżej przedstawiono listę projektów realizowanych przez Gaz-System S.A., które otrzymały decyzje o wsparciu z budżetu UE w ramach programu TEN-E:

- TEN-E 2008:
 - „*Gazociąg bałtycki — gazociąg z Danii do Polski — badania przedinwestycyjne*” - wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - ok. 808 tys. EUR - projekt zakończony.
- TEN-E 2009:
 - „*Gazociąg bałtycki — gazociąg z Danii do Polski — Geotechniczne badania morskie, program monitoringu środowiska, a także badanie jakości gazu na lądzie oraz terminal przyjmujący w Polsce*” – wartość dofinansowania przyznanego Gaz-System S.A. do 1,12 mln EUR - projekt zakończony.
- TEN-E 2010:
 - „*Opracowanie: Opis uzasadnienia ekonomicznego i studium wykonalności dla gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa*” - wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - ok. 76 tys. EUR - projekt zakończony.
- TEN-E-2011:

- „*Wstępna analiza wykonalności gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja (opis uzasadnienia ekonomicznego i przygotowanie wstępnej analizy wykonalności)*” - wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - ok. 58,4 tys. EUR -projekt zakończony.
- „*Badania i prace przedinwestycyjne dotyczące wykorzystania i możliwości dalszego rozwoju gazociągu międzysystemowego Polska-Republika Czeska*”(projekt realizowany wspólnie przez Gaz-System S.A. i NET4GAS, s.r.o.- wartość dofinansowania przyznanego Gaz-System S.A. - 1,421 mln EUR - projekt zakończony rzeczowo w 2015 r.
- „*Modernizacja systemu przesyłowego w województwie dolnośląskim w celu zwiększenia funkcjonalności oraz operacyjności połączenia Polska-Niemcy*”- wartość dofinansowania przyznanego Gaz-System S.A. ok. 1,124 mln EUR - projekt zakończony rzeczowo w 2015 r.
- TEN-E 2012
 - „*Analiza możliwości rozwoju polsko-niemieckich połączeń międzysystemowych w kontekście integracji otwartego europejskiego rynku gazu i wzmocnienia niezawodności dostaw gazu*” – wartość dofinansowania przyznanego Gaz-System S.A.: 150 tys. EUR (projekt został zrealizowany przez Spółkę samodzielnie, bez udziału środków UE).
- TEN-E 2013
 - „*Przygotowanie dokumentacji niezbędnej do uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla projektu interkonektora gazowego Polska-Litwa*”(projekt realizowany wspólnie przez Gaz-System S.A. i AB Amber Grid) – wartość dofinansowania przyznanego Gaz-System S.A. - 200 tys. EUR, trwa realizacja projektu.
 - „*Rozbudowa stacji pomiarowej Mallnow w celu umożliwienia uruchomienia rewersu fizycznego na gazociągu jamalskim w kontekście realizacji obowiązków wynikających z Rozporządzenia 994/2010*” - wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - 400 tys. EUR (projekt zakończony).

4. Instrument finansowy Łącząc Europę (CEF- Connecting Europe Facility).

Instrument „Łącząc Europę” - CEF (*Connecting Europe Facility*) to specjalny mechanizm finansowy Unii Europejskiej, z pomocą którego UE wspiera realizację kluczowej infrastruktury w transporcie, energetyce i telekomunikacji. Kwestie związane

z dofinansowaniem projektów infrastrukturalnych z instrumentu finansowego „Łącząc Europę” reguluje rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1316/2013 z dnia 11 grudnia 2013 r.

W ramach instrumentu CEF-Energy możliwe jest uzyskanie wsparcia finansowego wyłącznie dla ściśle określonych działań w ramach projektów wspólnego zainteresowania UE (*PCI - Projects of Common Interest*)¹¹. Finansowanie inwestycji przy wsparciu instrumentu CEF odbywa się wyłącznie w ramach procedur konkursowych (*call for proposals*), których harmonogram jest przedstawiany co roku przez KE. Wsparcie z instrumentu CEF może być udzielone na prace przedinwestycyjne (*studies*) lub budowlane (*works*) w zakresie danego projektu PCI. Budżet instrumentu CEF-Energy przeznaczony na dotacje bezpośrednie dla działań wspierających rozwój transeuropejskiej infrastruktury energetycznej w latach 2014–2020 wynosi 4,7 mld EUR.

W 2014 i 2016 r. odbyło się łącznie pięć konkursów na dofinansowanie projektów z instrumentu finansowego CEF Energy oraz jeden konkurs w ramach instrumentu CEF-Synergy. Przy wsparciu Ministerstwa Gospodarki/Energii dofinansowanie otrzymały wszystkie planowane do realizacji w najbliższych latach przez Gaz-System S.A. gazowe połączenia transgraniczne Polski z sąsiednimi państwami członkowskimi UE. W odniesieniu do wszystkich działań, na realizację których Gaz-System S.A otrzymał wsparcie finansowe, wnioski o dofinansowanie składane były wraz z projektodawcą z sąsiedniego Państwa Członkowskiego UE. Na podstawie dotychczasowych obserwacji należy wskazać, że polski podmiot już kilkakrotnie, skutecznie ubiegał się o wsparcie z CEF-Energy i na chwilę obecną jest największym beneficjentem w ramach tego instrumentu. Lista działań objętych dofinansowaniem CEF- Energy:

- połączenie Polska-Litwa (GIPL - Gas Interconnector Poland Lithuania) – wspólny projekt z Amber Grid:
 - dofinansowanie prac budowlanych – 266,5 mln EUR (w tym dla Gaz-System S.A. 208,5 mln EUR),
 - dofinansowanie prac projektowych – 10,1 mln EUR (w tym dla Gaz-System S.A. 7,6 mln EUR).
- połączenie Polska-Czechy (Stork II) - wspólny projekt z Net4Gas:

¹¹ Zagadnienia związane z wyborem Projektów wspólnego zainteresowania UE (PCI) regulują przepisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej.

- dofinansowanie prac projektowych: 1,5 mln EUR (w tym dla Gaz-System S.A. 0,6 mln EUR).
- połączenie Polska-Słowacja - wspólny projekt z Eustream a.s.:
 - dofinansowanie prac projektowych 4,6 mln EUR (w tym dla Gaz-System S.A. 2,3 mln EUR).
 - dofinansowanie prac budowlanych: 107,8 (podział środków pomiędzy Gaz-System S.A. a Eustream a.s. jest w trakcie ustaleń).
- połączenie Polska-Dania (Baltic Pipe) – wspólny projekt z Energinet.dk:
 - dofinansowanie prac projektowych – 400 tys. EUR (w tym dla Gaz-System S.A. 200 tys. EUR).

CEF-Synergy - dofinansowanie:

- Centrum LNG w Gdańsku – studium wykonalności -1,048 mln EUR, co stanowi 60% kosztów projektu (1.747 mln EUR):
 - LOTOS – 803 tys. EUR
 - Gaz System S.A. – 245 tys. EUR

CEF-Energy – możliwość udziału w konkursach:

- połączenie Polska-Dania:
 - kontynuacja prac projektowych (planowane złożenie wniosku w 2017 r.);
- połączenie Polska-Czechy:
 - prace budowlane.

W najbliższych latach, w ramach instrumentu finansowego CEF, planowane jest przeprowadzenie kolejnych konkursów na dofinansowanie projektów gazowych o znaczeniu transgranicznym. Dofinansowaniem będą mogły zostać objęte projekty z zakresu przesyłu i magazynowania gazu oraz terminale LNG. Podstawowym warunkiem ubiegania się o dofinansowanie jest ujęcie danego projektu na liście PCI, wysoka dojrzałość projektu oraz brak możliwości jego sfinansowania w ekonomicznie uzasadniony sposób przy pomocy środków rynkowych i regulacyjnych.

6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski

Minister Energii, działając na podstawie art. 9 rozporządzenia 994/2010, dokonuje pełnej Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu do Polski. Wyniki ww. oceny stanowią podstawę opracowania na szczeblu krajowym Planu działań zapobiegawczych oraz Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. Pierwszy z ww. planów

obejmuje środki niezbędne do wyeliminowania lub ograniczenia zagrożeń wskazanych w ocenie ryzyka, drugi, zawiera środki podejmowane w celu usunięcia lub ograniczenia skutków zakłóceń w dostawach gazu. W 2016 r. dokonana została aktualizacja Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski oraz opracowana została trzecia edycja ww. planów.

W Planie działań zapobiegawczych omówiono działania służące realizacji standardu w zakresie infrastruktury, czyli zdolności infrastruktury do pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny występującego statystycznie raz na 20 lat (współczynnik N-1). Zgodnie z aktualizacją ww. planu przygotowaną w 2016 r. wskaźnik N-1 dla Polski wyniósł 127,6% i w stosunku do poprzedniej edycji planów w 2014 r. wzrósł o 30,3%. Wskaźnik N-1 przekracza 100%, co oznacza, że istniejąca infrastruktura pozwala na zabezpieczenie dostaw na potrzeby odbiorców nawet w przypadku awarii jej największego pojedynczego elementu.

Wyliczono również wolumen gazu, pozwalający na spełnienie wymogów standardu w zakresie dostaw dla odbiorców gazu ziemnego należących do grupy odbiorców chronionych. Zgodnie z wynikami wyliczeń na spełnienie wymogów standardu w zakresie dostaw gazu ziemnego dla odbiorców chronionych potrzebne jest ok. 904,58 mln m³ (9 841,4 GWh) w czasie 30 dni nadzwyczajnego zapotrzebowania. Wskazany powyżej standard dostaw pokryty jest przez wolumen zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wynoszący 774,4 mln m³ (8 505,64 GWh), oraz zapasy handlowe stanowiące dalsze ok. 2,2 mld m³ gazu ziemnego (24 TWh).

Zgodnie z art. 10 rozporządzenia 994/2010 w celu przeciwdziałania sytuacji kryzysowej w sektorze gazu ziemnego przedsiębiorstwa gazowe zobowiązane są do stosowania środków o charakterze rynkowym i nierynkowym. Wskazany katalog działań ma charakter otwarty i nie wyczerpuje zakresu możliwych działań dostępnych podmiotom działającym na rynku gazu ziemnego. Zestawienie dostępnych środków umieszczone zostało w Załączniku II i III do rozporządzenia i obejmuje m.in.:

- **Środki rynkowe** – stosowane w pierwszej kolejności we wszystkich etapach sytuacji kryzysowej:
 - zwiększenie elastyczności produkcji i importu,
 - komercyjne składowanie gazu – zdolność odbioru i ilość zmagazynowanego gazu,
 - dywersyfikacja źródeł gazu i dróg dostaw gazu,

- odwrócenie przepływu,
 - inwestycje w infrastrukturę, w tym zapewnienie zdolności przepływu w obu kierunkach,
 - stosowanie umów na usługi przerywane,
 - możliwość przestawienia się na inne paliwa, w tym wykorzystywanie paliw alternatywnych w elektrowniach przemysłowych i zakładach energetycznych,
 - dobrowolne zmniejszanie obciążenia (*load shedding*),
 - większe wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii.
- **Środki nierynkowe** – stosowane w ostateczności w przypadku gdy zastosowano wszystkie dostępne środki rynkowe, ale dostawy gazu są niewystarczające do zaspokojenia pozostałego zapotrzebowania na gaz, tak że jest konieczne wprowadzenie dodatkowo środków nierynkowych, aby zabezpieczyć dostawy gazu:
 - wykorzystywanie rezerw strategicznych gazu,
 - obowiązek wykorzystania zapasów paliw alternatywnych,
 - obowiązek wykorzystania energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł innych niż gaz,
 - obowiązek zwiększenia poziomu produkcji,
 - obowiązkowy odbiór z instalacji magazynowych,
 - obowiązek zamiany paliwa,
 - obowiązek stosowania umów na usługi przerywane,
 - obowiązkowe zmniejszania obciążenia (*load shedding*).

Wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne dokonujące sprzedaży gazu ziemnego na terytorium RP zobowiązane są do podjęcia środków w celu zapewnienia dostaw gazu wszystkim swoim klientom, w szczególności należącym do kategorii odbiorców chronionych¹² w przypadkach określonych w art. 8 ust. 1 rozporządzenia 994/2010.

Zgodnie z rozporządzeniem 994/2010, w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz przedsiębiorstwa energetyczne stosują w pierwszej kolejności instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych. W sytuacji gdy zastosowano wszystkie stosowne środki rynkowe w celu zabezpieczenia dostaw gazu, a dostawy gazu są niewystarczające, w szczególności na potrzeby odbiorców chronionych, możliwe jest wprowadzenie dodatkowo środków

¹² Patrz: Plan działań zapobiegawczych s. 4.

nierynkowych, do których w Polsce zalicza się uruchomienie zapasów obowiązkowych oraz wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

6.1. Wybrane środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w sezonie 2015/2016

Zapasy gazu ziemnego

Utrzymywane w instalacjach magazynowych zapasy stanowią zarówno rynkowe (zapasy handlowe), jak również nierynkowe środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego (zapasy obowiązkowe). Łączny poziom zapasów, zarówno handlowych jak i obowiązkowych, utrzymywanych w poszczególnych podziemnych magazynach gazu (stan na dzień 29 grudnia 2016 r.) przedstawia tabela 9.

Tabela 9. Stan napełnienia w podziemnych magazynach gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 29 grudnia 2016 r.)

Nazwa magazynu	Rodzaj	Pojemność czynna [w mln m ³]	Stan napełnienia na dzień 29.12.2016 r. [w mln m ³]	% napełnienia pojemności czynnej
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	1 200,0	940,7	78,4%
Mogilno	kawerny solne	594,7	548,7	92,3%
Husów	złoże wyeksploatowane	500,0	309,6	58,5%
Strachocina	złoże wyeksploatowane	360,0	210,5	57,0%
Swarzów	złoże wyeksploatowane	90,0	40,6	45,1%
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	100,0	31,6	31,6%
Kosakowo	kawerny solne	119,0	150,6	126,5%
Razem		2 963,7	2 232,2	75,3%

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Energii na podstawie danych PGNiG S.A., OSM sp. z o.o. i Gaz-System S.A.

Ponadto, w dwóch PMG utrzymywane są zapasy gazu ziemnego zaazotowanego, służące stabilizacji pracy systemu gazu zaazotowanego. Są to PMG Daszewo o pojemności czynnej 30 mln m³ [258 GWh] oraz PMG Bonikowo, o pojemności czynnej 200 mln m³ [1 756 GWh].

Zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego jest obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w ilości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni (art. 24 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach).

W 2016 r. zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach, utrzymywane były w następujących wielkościach (odpowiadających, co najmniej 30 dniom średniego dziennego przywozu):

- w okresie od dnia 1 października 2015 r. do dnia 30 września 2016 r. w ilości 816,98 mln m³ [8 919,229 GWh],
- w okresie od dnia 1 października 2016 r. do dnia 30 września 2017 r. w ilości 774,4 mln m³ [8 505,638 GWh].

Zapasy obowiązkowe w 2016 r. utrzymywane były w następujących instalacjach magazynowych: GIM Sanok, GIM Kawerna i IM Wierzchowice.

Na przestrzeni ostatnich lat należy zauważyć postępujący spadek poziomu utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Dla porównania należy wskazać, że w sezonie 2013/2014 zapasy obowiązkowe utrzymywane były w ilości 941,95 mln m³ [10 355 GWh]. Przyczyną tego zjawiska jest spadek w przywozie gazu do Polski przez podmioty zobowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz systematyczne zwiększanie przywozu nieobjętego obowiązkiem utrzymywania zapasów.

Powyższy spadek zapasów obowiązkowych wynikał z obowiązującego w 2016 r. brzmienia ustawy o zapasach. Do dnia 2 września 2016 r., tj. przed wejściem w życie zmian wynikających z ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego objęte były wyłącznie przedsiębiorstwa energetyczne dokonujące przywozu gazu ziemnego w celu dalszej odsprzedaży. Dodatkowo na podstawie art. 24 ust. 5 ustawy o zapasach Minister Energii dysponował możliwością zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcą z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych.

W 2016 r. Minister Energii prowadził 40 postępowań administracyjnych w przedmiocie zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, z czego w 35 sprawach została wydana pozytywna decyzja w przedmiocie zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych, a 5 postępowań zostało umorzonych.

Obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy

Zgodnie z art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą obowiązane są dywersyfikować dostawy gazu ziemnego z zagranicy. Minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy oraz szczegółowy sposób ustalania tego poziomu został określony w rozporządzeniu Rady Ministrów w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy.

Zgodnie z przepisami nowego rozporządzenia maksymalny procentowy udział gazu importowanego z jednego źródła nie może być wyższy niż:

- 70 % – w latach 2017 - 2022;
- 33 % – w latach 2023 - 2026.

Szczegółowe informacje dotyczące nowego rozporządzenia dywersyfikacyjnego zostały przedstawione w Rozdz. 3.1.

Rozbudowa rewersu fizycznego w Mallnow

W 2016 roku ukończono dalszą rozbudowę stacji pomiarowej w Mallnow, w wyniku której przepustowość techniczna stacji pozwala na przesył gazu na poziomie do 1 240 000 m³/h (przed rozbudową w 2015 r. przepustowość techniczna stacji pozwalała na przesył gazu na poziomie 620 000 m³/h - rocznie ok. 5,5 mld m³). W związku z powyższym od 1 stycznia 2017 r. teoretycznie możliwa jest realizacja usługi przesyłu zwrotnego na zasadach ciągłych w ilości 700 000 m³/h, a więc ponad 6 mld m³ rocznie.¹³ Z uwagi na problemy techniczne po stronie niemieckiej nie jest jednak możliwe zaoferowanie usługi przesyłania na powyższych nowych warunkach.

¹³ Zgodnie z przepisami rozporządzenia 994/2010 w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu, państwa członkowskie UE są zobligowane do stworzenia rewersu fizycznego (dwukierunkowego przepływu gazu) na połączeniach między państwami. Rewers fizyczny w punkcie Mallnow rozpoczął funkcjonowanie od dnia 1 kwietnia 2014 r.

Punkt Mallnow pozwala na zabezpieczenie znacznej ilości dostaw gazu ziemnego pochodzącego z kierunku innego niż wschodni, jednak bezpieczeństwo tego przesyłu jest zależne od szeregu czynników. Jak pokazują wydarzenia z lipca 2017 r. możliwa jest sytuacja, że poprzez rewers na gazociągu jamalskim nie jest dostarczany gaz do Polski. Podważa to możliwość uznania rewersu za instrument gwarantujący bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do kraju.

Rynkowe i nierynkowe środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw (w tym ograniczenia ustawowe i wynikające z zawartych umów)

Zgodnie z art. 49 ustawy o zapasach przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego, są obowiązane posiadać procedury postępowania mające zastosowanie w przypadku:

- 1) wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego;
- 2) nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców.

Procedury postępowania, powinny określać w szczególności sposób:

- 1) uruchamiania dodatkowych dostaw gazu ziemnego z innych źródeł lub kierunków;
- 2) zmniejszania poboru gazu ziemnego przez odbiorców, zgodnie z umowami z nimi zawartymi, nie będące ograniczeniami.

Procedury postępowania uzgadniane są z podmiotami odpowiedzialnymi za ich realizację, w tym odpowiednio z operatorami innych systemów gazowych, a następnie przekazywane operatorowi systemu przesyłowego.

Dodatkowo, zgodnie z art. 50 ust. 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne podejmują działania mające na celu przeciwdziałanie zagrożeniu wystąpienia zakłóceń w dostawach, w szczególności działania określone w procedurach. Tym samym należy stwierdzić, że ww. procedury nie ograniczają przedsiębiorstw w możliwości podejmowania innych środków rynkowych w celu przeciwdziałaniu zakłóceniom w dostawach gazu ziemnego.

Na podstawie art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, operatorzy systemów połączonych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Wskazane plany wprowadzania ograniczeń są aktualizowane corocznie i przedstawiane do dnia 15 listopada każdego roku do zatwierdzenia przez Prezesa URE.

Wydane na podstawie ww. ustawy rozporządzenie w sprawie ograniczeń wskazuje, że operatorzy sporządzają plany dla odbiorców, pobierających gaz ziemny w punkcie wyjścia z systemu gazowego, jeżeli suma mocy umownych określonych w umowach, dla tego punktu wyjścia wynosi, co najmniej 417 m³/h [4,6 MWh/h]. Zgodnie z art. 58 ust. 4 ograniczenia wynikające z planów ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

W 2016 r. od obowiązanych operatorów wpłynęło 47 wniosków o zatwierdzenie planu ograniczeń na sezon 2016/2017. W przedmiotowym zakresie Prezes URE w 2016 r. wydał 8 decyzji w sprawie zatwierdzenia planu ograniczeń. Plany opracowane przez operatora systemu przesyłowego gazowego – Gaz-System S.A. oraz operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG sp. z o.o. zostały zatwierdzone decyzjami z dnia 22 grudnia 2016 r. r. Pozostałe plany ograniczeń, złożone do Prezesa URE w 2016 r. i opracowane na sezon 2016/2017 były przedmiotem postępowań kontynuowanych w 2017 r.¹⁴.

6.2. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku zakłóceń w dostawach gazu ziemnego w 2016 r.

Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny w sezonie zimowym 2015/2016 (od dnia 1 października 2015 r. do 30 września 2016 r.) wystąpiło w dniu 4 stycznia 2016 r. i wyniosło 70,3 mln m³ na dobę [771 GWh na dobę]. Najwyższe historyczne zużycie gazu ziemnego odnotowano w dniu 3 lutego 2012 r. w wysokości 72,3 mln m³ na dobę [793 GWh na dobę].

W przypadku stwierdzenia przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych, że zagrożony jest stan bezpieczeństwa paliwowego państwa, na podstawie informacji uzyskanych od przedsiębiorstwa energetycznego dokonującego przywozu gazu ziemnego (na podstawie art. 53 ustawy o zapasach) po zastosowaniu w pierwszej kolejności środków rynkowych, operator zgłasza ministrowi właściwemu do spraw energii potrzebę wykorzystania środków nierynkowych, a więc uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego lub wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z opracowanymi planami ograniczeń.

¹⁴ Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r. s.163.

W 2016 r. nie wpłynął do Ministra Energii żaden wniosek o uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ani o wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Przywóz gazu ziemnego realizowany był zgodnie z zawartymi kontraktami importowymi. Podziemne magazyny gazu ziemnego na początku sezonu zimowego 2015/2016 i sezonu 2016/2017 były wypełnione w 100%, a zapasy obowiązkowe utrzymywane były w instalacjach magazynowych, które zapewniały techniczną możliwość ich dostarczenia do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni (zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach).

Podsumowując, w 2016 r. system przesyłowy działał bez zakłóceń, zapotrzebowanie odbiorców pokrywane było z dostępnych źródeł, a więc z importu, nabycia wewnątrzspółnotowego oraz wydobycia krajowego, nie było więc potrzeby wprowadzania ograniczeń ustawowych w dostawach gazu ziemnego. Nie istniała również potrzeba uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w sezonie zimowym 2015/2016 i 2016/2017.

6.3. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski

6.3.1. Działania związane z projektem gazociągu Nord Stream 2

We wrześniu 2015 r. spółki z kapitałem rosyjskim oraz spółki działające na rynku europejskim podpisały umowę w sprawie przedsięwzięcia budowy gazociągu Nord Stream 2. Udziałowcami projektu miały zostać spółki: Gazprom (50%, Rosja) oraz E.ON (10%, Niemcy), Shell (10%, Niderlandy), OMV (10%, Austria), BASF/ Wintershall (10 %, Niemcy) oraz ENGIE (10 %, Francja). Po stronie politycznej swoje zainteresowanie projektem wyraził jedynie Rząd Federacji Rosyjskiej. Żadne inne państwa członkowskie UE nie zaprezentowały swojego stanowiska.

Od grudnia 2015 r. do sierpnia 2016 r. Prezes UOKiK prowadził postępowanie w sprawie wniosku ww. udziałowców zgłaszających zamiar koncentracji w sprawie utworzenia Joint Venture (spółki Nord Stream 2 A.G.) z siedzibą w Szwajcarii - odpowiedzialnego za budowę oraz eksploatację gazociągu Nord Stream 2 (biegnącego z rosyjskiego wybrzeża Morza Bałtyckiego do punktu wyjścia niedaleko Greifswald w Niemczech). W ramach postępowania przeprowadzono badanie rynku mające na celu zidentyfikowanie potencjalnych skutków koncentracji wśród uczestników polskiego rynku gazu. Po zakończeniu badania UOKiK przedstawił udziałowcom planowanego konsorcjum zastrzeżenia, z których wynikało, że koncentracja stwarza realne zagrożenie ograniczenia

konkurencji. Gazprom, który posiada pozycję dominującą w dostawach gazu do Polski, w wyniku koncentracji oraz realizacji projektu Nord Stream 2 mógłby wzmocnić swoją siłę negocjacyjną wobec odbiorców w Polsce. W konsekwencji w dniu 12 sierpnia 2016 r. udziałowcy konsorcjum Nord Stream 2 A.G. poinformowali Prezesa UOKiK o wycofaniu wniosku o wyrażenie zgody na koncentrację w celu utworzenia wspólnej spółki.

Projekt Nord Stream 2 ma składać się z dwóch gazociągów o przepustowości 27,5 mld m³/rok każdy, co daje łącznie 55 mld m³/rok dodatkowej przepustowości importowej dla gazu rosyjskiego. Koszt realizacji projektu szacowany jest na ok. 9,5 mld EUR. Lądowe odnogi Nord Stream stanowią gazociągi OPAL (36 mld m³/rok, biegnący na południe do granicy czeskiej) oraz NEL (20 mld m³/rok, biegnący na zachód do magazynów gazu w Rehden). Gazociąg ma być gotowy do końca 2019 r.

W grudniu 2016 r. Rządy Danii oraz Szwecji skierowały do KE pismo z prośbą o wydanie opinii w sprawie planów związanych z budową gazociągu Nord Stream 2 przez konsorcjum Nord Stream 2 AG, pod kątem zgodności tego projektu z prawem UE oraz planami państw członkowskich UE. W następstwie i pod presją pozostałych państw członkowskich (również Polski) w dniu 28 marca 2017 r. KE wystosowała list do Rządów Danii i Szwecji, w którym potwierdziła swoje dotychczasowe stanowisko wobec Nord Stream 2, a mianowicie, że projekt nie jest spójny z celami Unii Energetycznej, gdyż nie daje dostępu do nowych źródeł gazu oraz wzmacnia pozycję Rosji jako największego dostawcy na rynku europejskim. Jednocześnie list KE potwierdził, że zasady stosowania unijnego prawa, w tym III pakietu energetycznego wobec gazociągów budowanych po dnie morza, są niejasne.

W konsekwencji KE poinformowała, że będzie starała się uzyskać od Rady Europejskiej mandat do negocjowania umowy pomiędzy Federacją Rosyjską a UE dotyczącej reżimu prawnego dla budowy gazociągu Nord Stream 2. Z polskiego punktu widzenia mandat nie powinien pozwalać na uzgodnienie takich warunków z Federacją Rosyjską, które będą poniżej standardów III pakietu energetycznego.

Swój sprzeciw wobec realizacji inwestycji gazociągu Nord Stream 2 wyraziło również kilkudziesięciu posłów Parlamentu Europejskiego reprezentujących niemal wszystkie państwa członkowskie UE oraz ugrupowania polityczne w Parlamencie Europejskim. Debata w UE potwierdza, że projekt Nord Stream 2 pogłębia podziały wśród państw członkowskich UE.

Konsorcjum Nord Stream 2 AG nie wykazało dotychczas żadnego uzasadnienia ekonomicznego dla rozbudowy gazociągu Nord Stream o kolejne dwie nitki. W związku z tym należy przypuszczać, że proponowany model finansowania projektu może prowadzić

do nadużycia pozycji dominującej Gazpromu i powodować w przyszłości, w sposób pośredni lub bezpośredni, narzucanie nieuczciwych cen i dyskryminacyjne warunki transakcji czy też ograniczanie produkcji i dostaw surowca przy wykorzystaniu pozostałej infrastruktury tranzytowej.

Mając na uwadze powyższe należy stwierdzić, że działania w zakresie projektu Nord Stream 2 będą miały kluczowe znaczenia dla dalszego kształtu rynku gazu ziemnego w Polsce oraz są powodem szeregu wyzwań, z którymi polski rynek gazu będzie musiał się zmierzyć.

6.3.2. Decyzja Komisji Europejskiej zmieniająca reżim prawny dla gazociągu OPAL

Gazociąg OPAL, biegnący z północy Niemiec do granicy niemiecko – czeskiej, to lądowe przedłużenie gazociągu Nord Stream 1. W 2009 r. operator gazociągu uzyskał w trybie art. 22 Dyrektywy 2003/55 (II pakiet energetyczny) wyłączenie spod działania zasady dostępu stron trzecich (TPA) do wysokości 50% zdolności przesyłowych gazociągu na wejściu do systemu czeskiego. W dniu 28 października 2016 r. KE wydała decyzję zmieniającą zasady dostępu stron trzecich do gazociągu OPAL. Decyzja ta umożliwi spółce Gazprom oraz spółkom z nią powiązanym na korzystanie z ponad 90% przepustowości gazociągu, tym samym wzmacnia dominującą pozycję Gazpromu na rynku dostaw gazu, szczególnie w Europie Środkowej i Wschodniej. Powyższe będzie miało bardzo negatywne konsekwencje zarówno dla poziomu bezpieczeństwa energetycznego, jak i dla konkurencji na rynkach gazu w naszym regionie.

W dniu 16 grudnia 2016 r. Polska zaskarżyła decyzję KE do Sądu UE. Zarzuty podnoszone w skardze dotyczą m.in. naruszenia art. 36 dyrektywy 2009/73/WE oraz zasady solidarności, a także naruszenie wiążących Unię umów międzynarodowych. Jednocześnie Polska złożyła wniosek o zawieszenie wykonania decyzji KE do czasu ogłoszenia rozstrzygnięcia w sprawie. W dniu 23 grudnia 2016 r. Prezes Sądu UE przychylił się do wniosku RP i wydał postanowienie o zastosowaniu środka tymczasowego w postaci zawieszenia wykonalności zaskarżonej decyzji KE.

6.3.3. Postępowanie antymonopolowe przeciwko Gazprom.

W 2016 roku trwało, wszczęte we wrześniu 2012 r., postępowanie KE w sprawie nadużywania pozycji dominującej przez Gazprom. KE badała w szczególności działalność rosyjskiej spółki w Polsce, Czechach, Bułgarii, Estonii, Łotwie oraz na Słowacji, Litwie

i Węgrzech. Dochodzenie KE dotyczyło trzech potencjalnych naruszeń w ramach Artykułu 102 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE)¹⁵, w szczególności:

- stosowania praktyk utrudniających transgraniczny handel gazem (zakaz eksportu, destination clauses, konieczność uzyskania zgody Gazpromu na odsprzedaż gazu);
- nieuczciwej polityki cenowej, (m.in. konstrukcji formuł cenowych opartych na indeksacji cen gazu do cen ropy naftowej w kontraktach długoterminowych);
- uzależnienia warunków dostaw gazu od uzyskaniu wpływu na kwestie związane z zarządzaniem infrastrukturą przesyłową (w Polsce i Bułgarii).

W marcu 2017 r. KE (DG COMP) zakończyła dochodzenie będące pierwszym etapem postępowania antymonopolowego przeciwko Gazprom na podstawie art. 9 rozporządzenia 1/2003 tj.:

- bez stwierdzania, czy Gazprom nadużywał swojej dominującej pozycji, oraz
- bez nakładania kar finansowych na Gazprom. KE zaakceptowała i opublikowała zobowiązania rosyjskiej spółki, odpowiadające na zarzuty badane w ramach postępowania.

W chwili obecnej trwa tzw. market test, czyli konsultacje propozycji zobowiązań z uczestnikami rynku. Zarówno Rząd RP, jak i PGNiG S.A. złożyły obszerne uwagi do propozycji zobowiązań przedłożonej przez Gazprom.

7. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny

Z roku na rok obserwowany jest wzrost znaczenia gazu ziemnego jako kluczowego paliwa w światowym bilansie energii. Przygotowana przez MAE prognoza zużycia gazu ziemnego (New Policies Scenario) wskazuje że średnioroczne wykorzystanie gazu na świecie do 2040 roku wzrośnie o 1,5% (z 3 502 mld m³ do 5 219 mld m³)¹⁶. W odniesieniu do UE dane MAE są bardziej zachowawcze – wynika z nich, że w perspektywie od roku 2014 do roku 2040 średnioroczne zużycie gazu w UE wzrośnie jedynie o 0,3% (z 418 mld m³ do 452 mld m³).

Na prognozy zużycia gazu w UE może mieć też wpływ polityka prowadzona w zakresie regulacji rynku energii elektrycznej i klimatu. Ważnym czynnikiem, który wpłynie na konsumpcję gazu jest Polityka klimatyczno-energetyczna UE do 2030 r., która

¹⁵Artykuł 102 TFUE: Niezgodne z rynkiem wewnętrznym i zakazane jest nadużywanie przez jedno lub większą liczbę przedsiębiorstw pozycji dominującej na rynku wewnętrznym lub na znacznej jego części, w zakresie, w jakim może wpływać na handel między państwami członkowskimi.

¹⁶ World Energy Outlook 2016, IEA – International Energy Agency.

zobowiązuje państwa członkowskie do osiągnięcia 27% udziału energii ze źródeł odnawialnych w ogólnym bilansie zużycia energii w UE oraz poprawy efektywności energetycznej o 27%, a także nowy system ETS prowadzący do wzmocnienia ambicji redukcyjnych emisji CO₂.

W 2016 r. w Polsce z gazu ziemnego wytworzono 5 776 GWh energii elektrycznej, co stanowi ok. 3,55% całkowitej jej produkcji.

Tabela 10. Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego [GWh]

rok	Produkcja energii elektrycznej – ogółem [GWh]	w tym gaz z gazu [GWh]	%
2011	163 153	4 355	2,67%
2012	159 853	4 485	2,81%
2013	162 501	3 149	1,94%
2014	156 567	3 274	2,09%
2015	161 772	4 193	2,59%
2016	162 626	5 776	3,55%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Prezesa URE.

Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny przedstawiona w załączniku nr 2 Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r. do dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” z dnia 10 listopada 2009 r. zakłada zwiększenie zapotrzebowania na gaz ziemny do 20,2 mld m³ w 2030 r. - tabela 10.

Tabela 11. Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce do 2030 r.

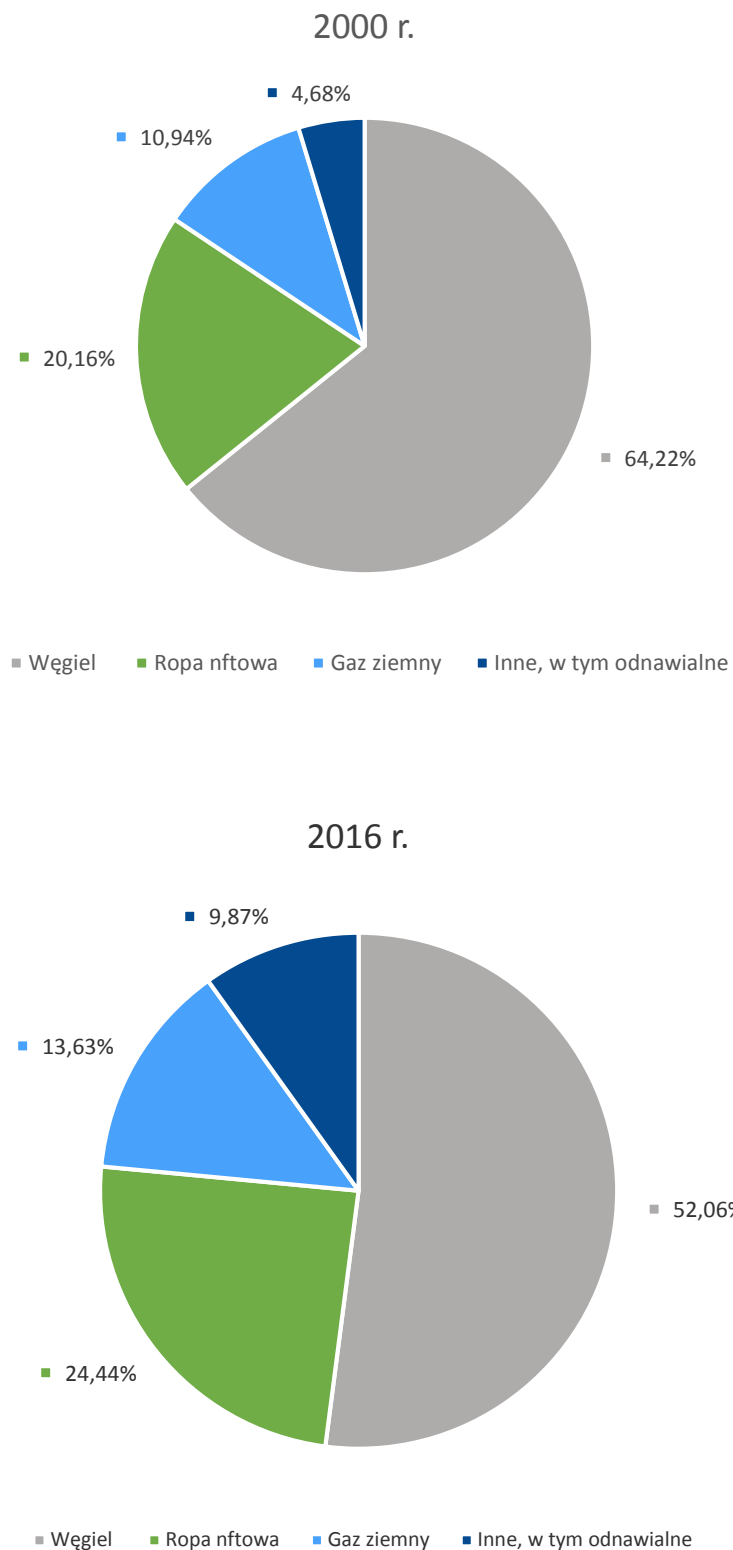
Rok	Prognozowane zapotrzebowanie [mld m ³]
2010	14,1
2015	15,4
2020	17,1
2025	19,0
2030	20,2

Źródło: Polityka energetyczna Polski do 2030 r. z dnia 10 listopada 2009 r. Załącznik nr 2 Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.

W Polsce, zgodnie z trendami światowymi, obserwujemy wzrost krajowego zużycia gazu, który na koniec 2016 r. wyniósł 15,99 mld m³, czyli o 4,43% więcej w stosunku do 2015 r. Również udział gazu ziemnego w bilansie energii pierwotnej w Polsce stopniowo

wzrasta. W 2016 r. kształtował się on na poziomie ok. 13,63% i w porównaniu do 2000 r. wzrósł o 2,69%.

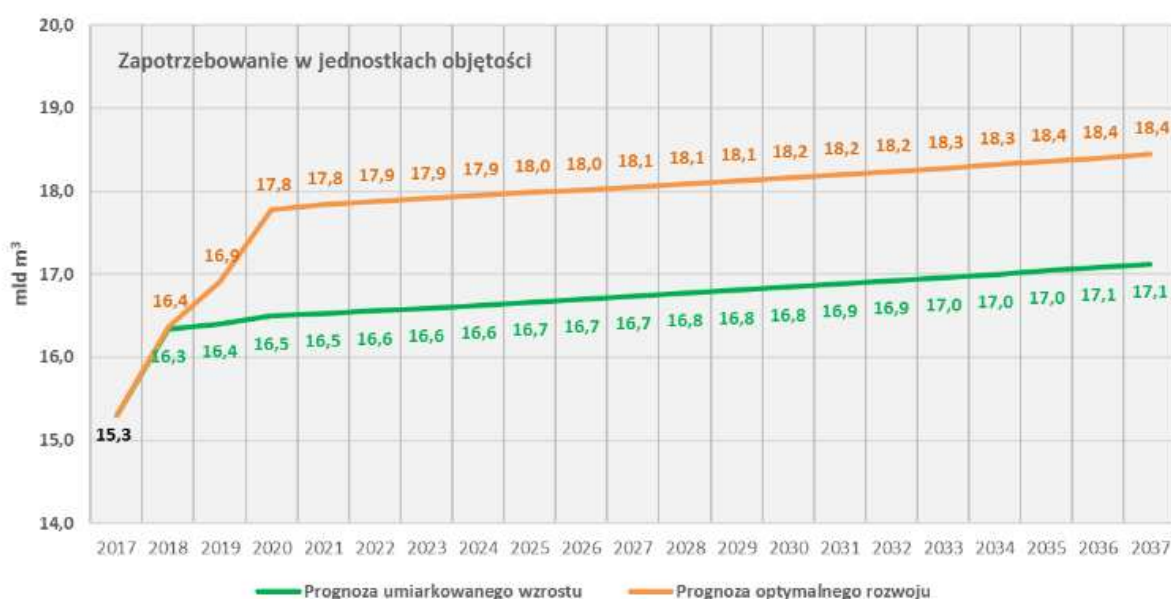
Rysunek 7. Bilans energii pierwotnej w 2000 r. i 2016 r.



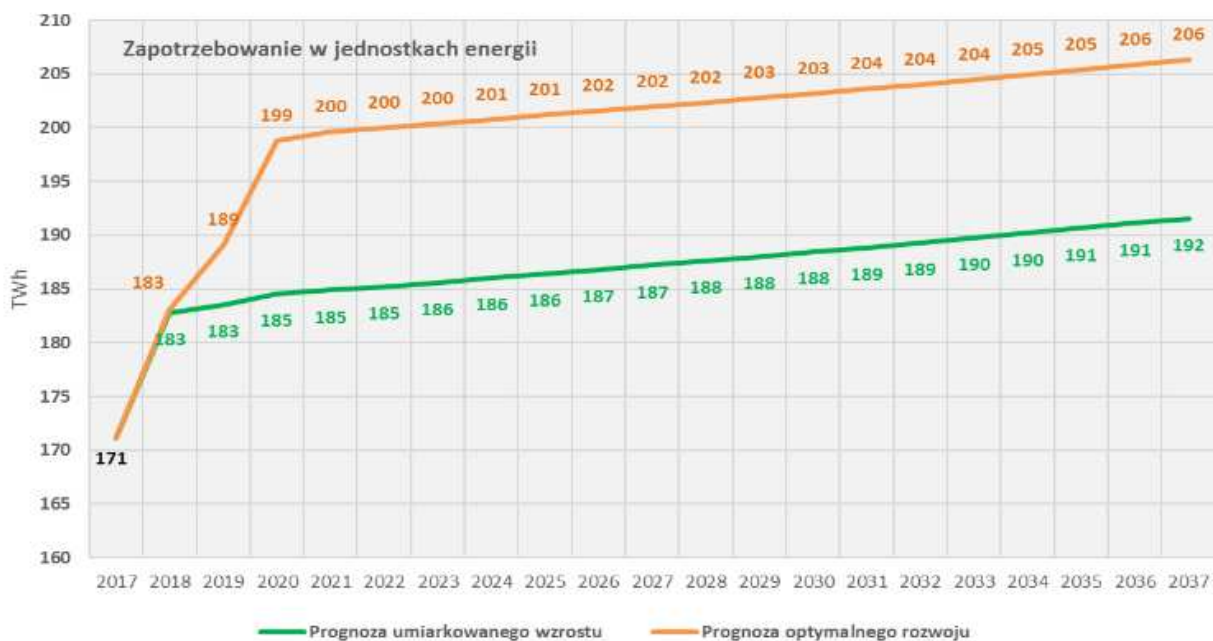
Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Energii.

Podobnie prognoza krajowego zużycia gazu ziemnego, przygotowana przez operatora systemu przesyłowego Gaz-System S.A. na potrzeby Krajowego Planu Rozwoju na lata 2018-2027, zakłada dalszy wzrost zużycia gazu ziemnego, w zależności od przyjętego wariantu prognozy (Umiarkowanego Wzrostu czy Optymalnego Rozwoju) od 17,1 do 18,4 mld m³ w perspektywie do 2037 r.¹⁷. Największy przyrost zapotrzebowania na usługę przesyłową gazu spodziewany jest w sytuacji rozwoju elektroenergetyki (przede wszystkim kogeneracji) opartej o paliwo gazowe.

Rysunek 8. Prognoza krajowego zużycie gazu ziemnego w jednostkach objętości i jednostkach energii.



¹⁷ Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego OGP Gaz-System S.A. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018-2027-projekt



Zużycie gazu w Polsce, a także jego eksport w przyszłości, będą determinowane przez szereg czynników. Przewiduje się, że zużycie będzie ulegało stopniowemu zwiększeniu m.in. poprzez wykorzystanie gazu w transporcie, gazyfikację terenów dotychczas niezgazyfikowanych, walkę z niską emisją, rezygnację z regulowania cen gazu ziemnego i dalsze zwiększanie konkurencyjności rynku gazu, projekty dywersyfikacyjne oraz powstanie w Polsce regionalnego centrum handlu gazem (hubu gazowego) czy ostatecznie możliwy rozwój elektroenergetyki opartej na paliwach niskoemisyjnych.

W Ministerstwie Energii w 2016 r. prowadzone były prace nad przepisami wdrażającymi dyrektywę o paliwach alternatywnych w transporcie¹⁸. Opracowane zostały także Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, które stanowią strategię rozwoju transportu opartego o energię elektryczną i gaz ziemny. Założenia przyjęte w dokumencie to:

- do roku 2020 – powstanie 70 punktów tankowania gazu ziemnego CNG i ponad 3 tys. pojazdów napędzanych tym paliwem w 32 aglomeracjach;
- do roku 2025 – powstanie ponad 40 punktów tankowania wzdłuż najważniejszych dróg (sieć bazowa TEN-T) oraz ponad 50 tys. pojazdów napędzanych gazem ziemnym (zarówno w postaci CNG, jak i LNG).
- do roku 2025 – w najważniejszych polskich portach: Gdańsk, Gdynia, Szczecin, Świnoujście – powstanie możliwość bunkrowania statków LNG.

¹⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych

Minister Energii przygotował także projekt ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, który w 2017 r. został poddany uzgodnieniom międzyresortowym i konsultacjom publicznym. Jednym z celów ustawy jest promowanie wykorzystania CNG i LNG w transporcie. Z tego względu rozwiązania zaproponowane w przedłożonym projekcie będą miały wpływ na wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny.

8. Podsumowanie i wnioski

Z roku na rok obserwowany jest wzrost znaczenia gazu ziemnego jako kluczowego paliwa w światowym bilansie energii. W Polsce, zgodnie z trendami światowymi, obserwujemy wzrost krajowego zużycia gazu, który na koniec 2016 r. wyniósł 15,99 mld m³, czyli o 4,43% więcej w stosunku do 2015 r.

Krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny w 2016 r. w dalszym ciągu pokrywane było głównie z kierunku wschodniego (na podstawie długoterminowego kontraktu zawartego przez PGNiG S.A. i Gazprom Eksport) i uzupełniane nabyciem wewnątrzspółnotowym z Niemiec i Czech oraz importem gazu LNG z Kataru i Norwegii.

Minister Energii w 2016 r., za pomocą dostępnych mu narzędzi monitorował bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych, mając na uwadze stopień dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do kraju, jak również utrzymanie stabilnych i nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców. Realizował również zadania organu właściwego w rozumieniu rozporządzenia 994/2010. W 2016 r. dokonana została aktualizacja Oceny Ryzyka związanej z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski oraz opracowana została trzecia edycja Planu działań zapobiegawczych oraz Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. W aktualizacji Planu działań zapobiegawczych przygotowanej w 2016 r. wskaźnik N-1 dla Polski wyniósł 127,6% i w stosunku do poprzedniej edycji planów w 2014 r. wzrósł o 30,3%. Wskaźnik N-1 przekracza 100%, co oznacza, że istniejąca infrastruktura pozwala na zabezpieczenie dostaw na potrzeby odbiorców nawet w przypadku awarii jej największego pojedynczego elementu. Należy wskazać, że w badanym okresie system przesyłowy działał bez zakłóceń, zapotrzebowanie odbiorców pokrywane było z dostępnych źródeł, a więc z importu, nabycia wewnątrzspółnotowego oraz wydobywania krajowego, nie było więc potrzeby wprowadzania ograniczeń ustawowych w dostawach gazu ziemnego. Nie istniała również potrzeba uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w sezonie zimowym 2015/2016 i 2016/2017.

Prowadzone w 2016 r. przez Ministra Energii oraz Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej działania na krajowym, jak i europejskim rynku gazu ziemnego w znacznym stopniu przyczyniły się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego państwa. Szczególnie ważna była:

- intensyfikacja prac nad projektem Baltic Pipe, w tym podpisanie już w 2017 r. umowy ramowej (*Framework Agreement*) między operatorami polskiego i duńskiego systemu przesyłowego dotyczącej współpracy w projekcie;
- wdrożenie nowych przepisów prawnych w zakresie ustawy o zapasach, skutkujących w perspektywie zwiększeniem poziomu zapasów obowiązkowych;
- kontynuacja rozbudowy magazynów, głównie kawernowych;
- kontynuacja rozbudowy polskiego systemu przesyłowego;
- zakończenie negocjacji kodeksów sieci, w tym przyjęcie rozwiązania umożliwiającego stosowanie rabatu na wejściu z terminalu LNG do systemu przesyłowego;
- zakończenie negocjacji rozporządzenia SoS na forum UE, w tym wypracowanie korzystnego dla przepustowości rewersu fizycznego w Mallnow priorytetu przed przepustowością wykorzystywaną na potrzeby magazynów oraz mechanizmu solidarności;
- złożenie skargi na decyzję KE do Sądu UE w sprawie gazociągu OPAL;
- prowadzenie działań na forum UE w celu zapewnienia pełnej zgodności z III pakietem energetycznym nowo budowanej infrastruktury, w tym Nord Stream 2.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa w 2016 r. kontynuowane były działania zmierzające do uniezależnienia się od dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego poprzez realizację strategii dywersyfikacji źródeł dostaw. Rząd konsekwentnie realizuje strategię dywersyfikacji dostaw gazu, aby po wygaśnięciu w 2022 r. obecnie obowiązującego długoterminowego kontraktu na dostawy gazu ziemnego z kierunku wschodniego, możliwe było skorzystanie z najbardziej ekonomicznie uzasadnionych źródeł importu. Celem Polski jest umożliwienie zastąpienia dostaw ze wschodu gazem z norweskiego szelfu i dostaw LNG.

Zapewnienie niezależności energetycznej, bezpieczeństwa dostaw gazu oraz realnej dywersyfikacji źródeł dostaw - takie możliwości daje realizacja koncepcji Bramy Północnej, na którą składa się realizacja korytarza gazowego łączącego norweskie złoża z polskim systemem przesyłowym oraz projekt rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu.

Baltic Pipe łączący norweskie złoża z polskim systemem przesyłowym jest dla Polski strategicznym projektem. Jego realizacja pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu do Europy Środkowej, wzmocni konkurencyjność naszego regionu, a także umożliwi integrację skandynawskiego i środkowo-europejskiego rynku gazu.

Drugim projektem składającym się na koncepcję Bramy Północnej jest planowana rozbudowa przepustowości terminalu LNG z obecnych 5 mld m³ do 7,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie. Rozbudowa zdolności regazyfikacyjnych ma na celu umożliwienie zwiększonych dostaw gazu z nowych źródeł dla państw regionu Europy Środkowej i Ukrainy, a także innych państw, przez które przebiegać będzie Korytarz Północ-Południe. Dostęp do terminala w Świnoujściu jest otwarty dla wszystkich zainteresowanych.

Kolejnym elementem polityki energetycznej Polski jest rozbudowa połączeń transgranicznych. Planowane połączenia to: połączenie Polska – Ukraina, Polska – Słowacja, Polska – Litwa oraz połączenie Polska – Czechy.

Istotne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski było również przeciwdziałanie lub łagodzenie skutków niekorzystnych działań podmiotów zewnętrznych. Do najistotniejszych ryzyk należy zaliczyć plany budowy gazociągu Nord Stream 2, niekorzystne z punktu widzenia Polski orzeczenie Trybunału Sprawiedliwości UE utrzymujące w mocy decyzję KE w sprawie gazociągu OPAL, a także sposób zakończenia przez KE dochodzenia prowadzonego w ramach postępowania antymonopolowego przeciwko Gazprom.

Położenie geograficzne Polski w centralnej części Europy oraz realizowany plan rozwoju ukierunkowany na zmianę źródeł dostaw, rozbudowę terminalu LNG oraz budowę połączeń transgranicznych z państwami sąsiednimi mogą sprawić, że polski system przesyłowy odegra w przyszłości kluczową rolę w procesie integracji i liberalizacji rynku gazu na osi północ – południe oraz wschód – zachód.